

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1870 от 06.09.2018 г.)

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Палласовка (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – 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), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), коммутационное оборудование, в состав которого входят шлюзы E-422, сетевые концентраторы, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую 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-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - 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 220 кВ Палласовка 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 из счетчиков с периодичностью 1 раз в 30 мин, 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 Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту – 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 программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав первого и второго уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", ОРУ-110 кВ, СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ 241	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
2	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", ОРУ-110 кВ, СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ 237	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 200/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
3	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", ОРУ-110 кВ, СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ 253	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
4	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", ОРУ-110 кВ, СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ 286	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
5	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", ОРУ-110 кВ, ОСШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ №287	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
6	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", ОРУ-110 кВ, СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ 251	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", ОРУ-110 кВ, СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ 252	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
8	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", ОРУ-110 кВ, ОСШ-110 кВ, ОВ-110 кВ	ТГФМ-110 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 52261-12	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) рег. № 60353-15	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
9	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", ОРУ-35 кВ, 1СШ-35 кВ, Л-НС-35	ТГМ-35 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 75/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-09	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
10	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", ОРУ-35 кВ, 2СШ-35 кВ, Л-Савинка-35	ТГМ-35 УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 75/5 рег. № 59982-15	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,2 Ктн = 35000/100 рег. № 19813-09	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
11	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч.5, 5Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
12	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч.8, 8Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
13	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч.9, 9Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 75/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07
14	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч.10, 10Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	TK16L рег. № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч.11, 11Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07
16	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч.12, 12Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07
17	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч.14, 14Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07
18	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч.17, 17Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07
19	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч.21, 21Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07
20	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч.22, 22Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07
21	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч.26, 26Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07
22	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч.27, 27Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 75/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
23	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 2СШ-10 кВ, яч.28, 28Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07
24	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 1СШ-10 кВ, яч.31, 31Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК-10 кл.т 0,2 Ктн = (10000/√3)/(100/√3) рег. № 47583-11	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07
25	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 3СШ-10 кВ, яч.34, 34Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07
26	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 3СШ-10 кВ, яч.36, 36Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07
27	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 3СШ-10 кВ, яч.38, 38Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07
28	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", КРУН-10 кВ, 3СШ-10 кВ, яч.40, 40Л-Палласовка-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 50/5 рег. № 25433-11	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 рег. № 16687-97	EPQS111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 рег. № 25971-06	ТК16L рег. № 36643-07
29	ПС 220/110/35/10 кВ "Палласовка", ТП-80 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 У3 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 рег. № 44142-11	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-08	ТК16L рег. № 36643-07

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		d ₁₍₂₎ %,	d ₅ %,	d ₂₀ %,	d ₁₀₀ %,
		I ₁₍₂₎ % £ I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % £ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % £ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % £ I _{изм} £ I ₁₂₀ %
1	2	3	4	5	6
1 – 10 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	±1,2	±0,8	±0,8	±0,8
	0,9	±1,2	±0,9	±0,8	±0,8
	0,8	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,7	±1,5	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±1,9	±1,4	±1,2	±1,2
11, 13, 15, 18, 19, 22, 24 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,1	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,5	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,1	±1,9	±1,4	±1,4
	0,5	±4,7	±2,8	±2,0	±2,0
12, 14, 16, 17, 20, 21, 23, 25 – 28 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,6	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,2	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±4,8	±3,0	±2,3	±2,3
29 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	±1,8	±1,0	±0,8	±0,8
	0,9	±2,0	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,5	±1,5	±1,1	±1,1
	0,7	±3,1	±1,8	±1,3	±1,3
	0,5	±4,7	±2,8	±1,9	±1,9
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		d ₁₍₂₎ %,	d ₅ %,	d ₂₀ %,	d ₁₀₀ %,
		I ₁₍₂₎ % £ I _{изм} < I ₅ %	I ₅ % £ I _{изм} < I ₂₀ %	I ₂₀ % £ I _{изм} < I ₁₀₀ %	I ₁₀₀ % £ I _{изм} £ I ₁₂₀ %
1 – 10 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	0,9	±2,7	±2,2	±1,9	±1,9
	0,8	±2,3	±2,0	±1,7	±1,7
	0,7	±2,1	±1,9	±1,6	±1,6
	0,5	±1,9	±1,8	±1,5	±1,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
11, 13, 15, 18, 19, 22, 24 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,2)	0,9	±5,7	±3,6	±2,7	±2,7
	0,8	±4,1	±2,8	±2,1	±2,1
	0,7	±3,4	±2,4	±1,9	±1,9
	0,5	±2,7	±2,1	±1,6	±1,6
12, 14, 16, 17, 20, 21, 23, 25 – 28 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±5,9	±3,9	±3,0	±3,0
	0,8	±4,2	±2,9	±2,3	±2,3
	0,7	±3,4	±2,5	±2,0	±2,0
	0,5	±2,7	±2,2	±1,7	±1,7
29 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S)	0,9	±5,7	±3,6	±2,6	±2,6
	0,8	±4,0	±2,7	±2,0	±2,0
	0,7	±3,3	±2,4	±1,8	±1,8
	0,5	±2,6	±2,0	±1,6	±1,6
Погрешность измерения системного времени АИИС КУЭ не превышает ±5 с/сут.					

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos\varphi = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos\varphi < 1,0$ нормируется от $I_2\%$.

2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

3 Нормальные условия эксплуатации:

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_n$ до $1,01 \cdot U_n$;
- диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до плюс 50 °С; счетчиков - от плюс 18 до плюс 25 °С; УСПД - от плюс 10 до плюс 30 °С; ИВК - от плюс 10 до плюс 30 °С;

- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{н1}$ до $1,1 \cdot U_{н1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,01 \cdot I_{н1}$ до $1,2 \cdot I_{н1}$;

- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 50 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,8 \cdot U_{н2}$ до $1,15 \cdot U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{н2}$ до $2 \cdot I_{н2}$;

- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от плюс 10 до плюс 30 °С.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

6 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 – активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчики электроэнергии EPQS – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 55 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

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 счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Глубина хранения информации:

- счетчики электроэнергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 5 лет.
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-III	3
Трансформатор тока	ТГФМ-110	21
Трансформатор тока	ТГМ-35 УХЛ1	6
Трансформатор тока	ТЛО-10	51
Трансформатор тока	ТШП-0,66 У3	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК-10	3
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	1
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS111.21.18.LL	29
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.08	1
Устройство сбора и передачи данных	ТК16L	1
Методика поверки	РТ-МП-4627-500-2017	1
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.045.23ФО	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-4627-500-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Палласовка. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 03.08.2017 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39952-08;
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ-А, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22029-10;
- радиочасы МИР РЧ-02, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11;
- термогигрометр ИВА-6, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46434-11.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма и (или) наклейки, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Палласовка».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Палласовка

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 «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС» (ООО «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС»)

ИНН 7704765961

Адрес: 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д.27, стр.1

Телефон: +7 (495) 221-75-60

Заявитель

Филиал Общества с ограниченной ответственностью Управляющая компания «РусЭнергоМир» в г. Москве (Филиал ООО УК «РусЭнергоМир» в г. Москве)

Адрес: 123557, г. Москва, ул. Пресненский вал, д. 14, 3 этаж

Телефон: +7 (499) 750-04-06

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве»

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Телефон: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.