

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Северная»

Назначение средства измерений

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

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ «Северная» ОАО «ФСК ЕЭС».

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 (далее по тексту – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту – ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту – Сч или Счетчики) по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 30206-94 (в части активной электроэнергии), ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 26035-83 (в части реактивной электроэнергии), 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), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Урала не менее 3,5 лет;

- доступ к информации и ее передаче в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту – ПК); каналобразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчиков электроэнергии. В счетчиках мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессорах счетчиков вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

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).

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту – ЕНЭС) «Метроскоп» автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью двух выделенных наземных цифровых каналов (основной и резервный канал связи). При отказе обоих каналов передачи данных опрос УСПД осуществляется по каналу связи, реализованному на базе технологии Спутниковой связи (МЗССС).

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (БД) сервера ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп». В сервере БД ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» 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. Между центром сбора и обработки данных (далее по тексту – ЦСОД) ОАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Урала происходит автоматическая репликация данных по сетям единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ).

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ) ОАО «АТС» и в ОАО «СО 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 системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ). Устройство синхронизации системного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Часы УСПД синхронизируются при каждом сеансе связи УСПД - сервер, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по оптоволоконной связи или по сети Ethernet, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (далее по тексту – СПО) Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС «Метроскоп» (далее по тексту – 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
1	2
Идентификационное наименование ПО	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
Другие идентификационные данные, если имеются	-

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

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

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Бугульма	ТФЗМ 220Б-III кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 6645; 6793; 6668 Госреестр № 26006-03	НКФ-220 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 10631; 10938; 11006 Госреестр № 26453-04	EPQS 111.22.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 897924 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
2	ВЛ 35 кВ Байтуган	ТФН-35 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 2997; 3222 Госреестр № 664-51	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) Зав. № 1175153; 1175139; 1181099 Госреестр № 912-70	EPQS 111.21.18LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 588283 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
3	ВЛ 35 кВ Старо-Борискино	ТФЗМ 35Б-І У1 кл.т 0,2S Ктт = 100/5 Зав. № 35915; 35916 Госреестр № 26419-08	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) Зав. № 1175153; 1175139; 1181099 Госреестр № 912-70	EPQS 122.21.18LL кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 588195 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
4	ВЛ 35 кВ Михеевка	ТФЗМ 35Б-І У1 кл.т 0,2S Ктт = 100/5 Зав. № 35918; 35917 Госреестр № 26419-08	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) Зав. № 1040617; 1043036; 1006199 Госреестр № 912-70	EPQS 122.21.18LL кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 588224 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
5	ВЛ 35 кВ Секретарка	ТФЗМ 35Б-І У1 кл.т 0,2S Ктт = 150/5 Зав. № 35925; 35926 Госреестр № 26419-08	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) Зав. № 1175153; 1175139; 1181099 Госреестр № 912-70	EPQS 122.21.18LL кл.т 0,5S/1,0 Зав. № 588256 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
6	ВЛ 35 кВ Ново-Кудрино	ТФЗМ 35Б-І У1 кл.т 0,2S Ктт = 100/5 Зав. № 35913; 35914 Госреестр № 26419-08	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) Зав. № 1040617; 1043036; 1006199 Госреестр № 912-70	EPQS 111.22.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 897918 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
7	ВЛ 10 кВ Райцентр (ф.Св. 11)	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 100/5 Зав. № 15-3756; 15-3755; 15-3754 Госреестр № 25433-11	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 4527 Госреестр № 831-69	EPQS 111.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01132678 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
8	ВЛ 10 кВ Соковка (ф.Св. 2)	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 61943; 61814 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 4527 Госреестр № 831-69	EPQS 111.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01132692 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	ВЛ 10 кВ Тукай (ф.Св. 7)	ТВК-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 0183; 0186 Госреестр № 8913-82	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 4527 Госреестр № 831-69	EPQS 111.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01132670 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
10	ВЛ 10 кВ РПБ (ф.Св. 8)	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 10395; 10512 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3145 Госреестр № 831-69	EPQS 111.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01132682 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
11	ВЛ 10 кВ Рычково (ф.Св. 3)	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 40398; 40571 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3145 Госреестр № 831-69	EPQS 111.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01132680 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
12	ВЛ 10 кВ Раздолье (ф.Св. 4)	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 40399; 40334 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3145 Госреестр № 831-69	EPQS 111.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01132679 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
13	ВЛ 10 кВ КРС (ф.Св. 6)	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 40539; 40311 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3145 Госреестр № 831-69	EPQS 111.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01132667 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
14	ВЛ 10 кВ Маслозавод (ф.Св. 10)	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 40388; 40313 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3145 Госреестр № 831-69	EPQS 111.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01132683 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
15	ВЛ 10 кВ Северный (ф.Св. 1)	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 50438; 50433 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3145 Госреестр № 831-69	EPQS 111.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01132690 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
16	ВЛ 10 кВ НРП (ф.Св. 9)	ТЛК10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 1367; 1156 Госреестр № 9143-83	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 3145 Госреестр № 831-69	EPQS 111.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01132689 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
17	ВЛ 10 кВ Трифоновка (ф.Св. 5)	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Зав. № 57552; 67940 Госреестр № 1856-63	НТМИ-10-66 кл.т 0,5 Ктн = 10000/100 Зав. № 4527 Госреестр № 831-69	EPQS 111.23.27LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01132684 Госреестр № 25971-06	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
18	КЛ 0,4 кВ ЛАС связи Ввод №1	ТОП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 50/5 Зав. № 2122225; 2122218; 2125102 Госреестр № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0811120731 Госреестр № 27524-04	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
19	КЛ 0,4 кВ ЛАС связи Ввод №2	ТОП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 50/5 Зав. № 2125118; 2125101; 2125103 Госреестр № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0811120080 Госреестр № 27524-04	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
20	КЛ 0,4 кВ Мегафон 1	ТОП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 50/5 Зав. № 2123625; 2123639; 2123619 Госреестр № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0811120878 Госреестр № 36697-12	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09
21	КЛ 0,4 кВ Мегафон 2	ТОП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 50/5 Зав. № 2123624; 2125110; 2125099 Госреестр № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0811120823 Госреестр № 36697-12	ЭКОМ-3000 зав. № 12103048 Госреестр № 17049-09

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		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, 2, 8 – 17 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
3 – 5 (Сч. 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±2,0	±1,5	±1,5	±1,5
	0,9	±2,1	±1,6	±1,5	±1,5
	0,8	±2,2	±1,7	±1,6	±1,6
	0,7	±2,4	±1,9	±1,7	±1,7
	0,5	±2,9	±2,4	±2,0	±2,0
6 (Сч. 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,4	±1,0	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,7	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6
7 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,4	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,9	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,6	±2,0	±1,6	±1,6
	0,5	±5,5	±3,0	±2,3	±2,3
18 – 21 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	±1,8	±1,0	±0,8	±0,8
	0,9	±2,3	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,8	±1,5	±1,1	±1,1
	0,7	±3,5	±1,8	±1,3	±1,3
	0,5	±5,3	±2,7	±1,9	±1,9

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Номер ИК	cosφ	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1, 2, 8 – 17 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,5	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,5	±2,5	±2,0
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,7
	0,5	-	±2,8	±1,7	±1,4
3 – 5 (Сч. 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±10,6	±3,9	±2,7	±2,5
	0,8	±8,1	±3,2	±2,3	±2,2
	0,7	±7,1	±2,9	±2,2	±2,1
	0,5	±6,1	±2,7	±2,1	±2,0
6 (Сч. 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±5,7	±2,5	±1,9	±1,9
	0,8	±4,4	±1,9	±1,5	±1,5
	0,7	±3,8	±1,7	±1,4	±1,3
	0,5	±3,2	±1,5	±1,2	±1,2
7 (Сч. 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±8,1	±3,8	±2,7	±2,7
	0,8	±5,8	±2,7	±2,0	±2,0
	0,7	±4,8	±2,3	±1,7	±1,7
	0,5	±3,9	±1,9	±1,4	±1,4
18 – 21 (Сч. 0,5; ТТ 0,5S)	0,9	±8,0	±3,5	±2,3	±2,3
	0,8	±5,8	±2,5	±1,7	±1,7
	0,7	±4,8	±2,1	±1,5	±1,4
	0,5	±3,8	±1,7	±1,2	±1,2

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ для $\cos \varphi = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, а погрешность измерений $d_{1(2)\%P}$ и $d_{1(2)\%Q}$ 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 I_{n1} (таблица 10 ГОСТ 7746-2001);

- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до 50 °С; счетчиков -от 18 до 25 °С; УСПД - от 10 до 30 °С; ИВК - от 10 до 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 $I_{н1}$ (таблица 10 ГОСТ 7746-2001);

- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха – для ТТ по ГОСТ 7746-2001; для ТН по ГОСТ 1983-2001.

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 $1,2 \cdot I_{н2}$; $2 \cdot I_{н2}$ (в зависимости от типа и модификации счетчика);

- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;

- температура окружающего воздуха - от 10 до 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;

- счетчик электроэнергии EPQS – среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 75 000 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:
- электросчетчики – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 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 35 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 Паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4

Таблица 4 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
1 Трансформатор тока	ТФЗМ 220Б-III	3
2 Трансформатор тока	ТФН-35	2
3 Трансформатор тока	ТФЗМ 35Б-I У1	8
4 Трансформатор тока	ТВЛМ	2
5 Трансформатор тока	ТВЛМ-10	16
6 Трансформатор тока	ТВК-10	2
7 Трансформатор тока	ТЛК10	2
8 Трансформатор тока	ТОП-0,66	12
9 Трансформатор напряжения	НКФ-220	3
10 Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65	6
11 Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66	2
12 Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS 111.22.27LL	2
13 Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS 111.21.18LL	1
14 Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS 122.21.18LL	3
15 Счетчик электрической энергии многофункциональный	EPQS 111.23.27LL	11
16 Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	2
17 Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
18 Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
19 Методика поверки	МП РТ 2109/500-2015	1
20 Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.035.09.ИН.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП РТ 2109/500-2015 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Северная». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 11.06.2015 г.

Перечень основных средств поверки:

- для трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- для трансформаторов напряжения – 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»;
- для счетчиков электроэнергии EPQS - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS. Методика поверки РМ 1039597-26:2002»;
- для УСПД ЭКОМ-3000 – в соответствии с методикой «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком – по МИ 3000-2006.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе: «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Северная».

Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 01.00252/013-2015 от 11.02.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 220 кВ «Северная»

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
3. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ОАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Тел.: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)
Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4
Тел.: +7 (495) 620-08-38
Факс: +7 (495) 620-08-48

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр
стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»).

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.: +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

С. С. Голубев

М.п. «_____» _____ 2015 г.