

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ «Михайловская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ «Михайловская» (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 500 кВ «Михайловская» ПАО «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), 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), устройство синхронизации системного времени, 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 Центра сбора и обработки данных (далее по тексту – ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу 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); каналообразующую 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 состояния 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 выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети связи стандарта GSM.

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 ЦСОД ПАО «ФСК ЕЭС» и ЦСОД филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра 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. Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически с помощью приемника точного времени, принимающего сигналы точного времени от навигационной спутниковой системы GPS. УСПД автоматически выполняет контроль времени в часах счетчиков при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и УСПД на величину более ± 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 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 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	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; 1сш-110 кВ; КВЛ-110 кВ Михайлов- Серебрянь 1	ТВ-ТМ-35 кл.т 0,2S Ктт = 600/1 Зав. № 11.533.01; 11.533.02; 11.533.03 Госреестр № 44949-10	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 980499; 980508 Госреестр № 14205-94 НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 2921 Госреестр № 26452-04	А1802RALQ- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01220371 Госреестр № 31857-06	RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08
2	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; 2сш-110 кВ; КВЛ -110 кВ Михайлов- Серебрянь 2	ТВ-ТМ-35 кл.т 0,2S Ктт = 600/1 Зав. № 11.533.04; 11.533.05; 11.533.06 Госреестр № 44949-10	НКФ-110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 44752; 49775; 49773 Госреестр № 1188-84	А1802RALQ- P4G-DW-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01220365 Госреестр № 31857-06	RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; 2сш-110 кВ; ВЛ-110 кВ Михайлов-Елино с отп.	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 750/1 Зав. № 11413; 11576; 11584 Госреестр № 26421-04	НКФ-110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 44752; 49775; 49773 Госреестр № 1188-84	ЕА02РАL-Р4В-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01099590 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08
4	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская, 1сш-110 кВ; ВЛ-110 кВ Михайлов-Луч 1	СА-123 кл.т 0,2S Ктт = 750/1 Зав. № 11006202/5; 11006202/6; 11006202/4 Госреестр № 23747-02	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 980499; 980508 Госреестр № 14205-94 НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2921 Госреестр № 26452-04	ЕА02РАL-Р4В-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01099308 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08
5	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; 2сш-110 кВ; ВЛ-110 кВ Михайлов-Луч 2	СА-123 кл.т 0,2S Ктт = 750/1 Зав. № 13023280/1; 13023280/2; 13023280/3 Госреестр № 23747-12	НКФ-110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 44752; 49775; 49773 Госреестр № 1188-84	ЕА02РАL-Р4В-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01099600 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08
6	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; 2сш-110 кВ; ВЛ-110 кВ Михайлов-Мшанка с отп.	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 750/1 Зав. № 11583; 11570; 11526 Госреестр № 26421-04	НКФ-110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 44752; 49775; 49773 Госреестр № 1188-84	ЕА02РАL-Р4В-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01099493 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	<p>ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; 1сш-110 кВ; ВЛ-110 кВ Михайлов-Цементная с отп.</p>	<p>ТФМ-110 кл.т 0,5 Ктт = 750/1 Зав. № 3026; 3030; 3027 Госреестр № 16023-97</p>	<p>НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 980499; 980508 Госреестр № 14205-94 НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2921 Госреестр № 26452-04</p>	<p>EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01099513 Госреестр № 16666-97</p>	<p>RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08</p>
8	<p>ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; 1сш-110 кВ; ВЛ-110 кВ Михайлов-Виленки</p>	<p>ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 750/1 Зав. № 12220; 12205; 12213 Госреестр № 26421-04</p>	<p>НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 980499; 980508 Госреестр № 14205-94 НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2921 Госреестр № 26452-04</p>	<p>EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01099482 Госреестр № 16666-97</p>	<p>RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08</p>
9	<p>ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; ОРУ-110 кВ; ОВВ-110 кВ</p>	<p>ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 1500/1 Зав. № 2348; 3479; 3668 Госреестр № 26421-04</p>	<p>НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 980499; 980508 Госреестр № 14205-94 НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2921 Госреестр № 26452-04</p>	<p>EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01099447 Госреестр № 16666-97</p>	<p>RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08</p>

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; ВЛ 110 кВ Михайлов- Пурлово I с отп.	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 750/1 Зав. № 11437; 11644; 11436 Госреестр № 26421-04	НКФ-110-57 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 980499; 980508 Госреестр № 14205-94 НКФ-110 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 2921 Госреестр № 26452-04	EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01099582 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08
11	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; ВЛ 110 кВ Михайлов- Пурлово II с отп.	ТФЗМ 110Б-III кл.т 0,5 Ктт = 750/1 Зав. № 11669; 12210; 11683 Госреестр № 26421-04	НКФ-110-83 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 44752; 49775; 49773 Госреестр № 1188-84	EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01099477 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08
12	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Михайловская Западная	ТФЗМ 500Б-I У1 кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 Зав. № 3710; 3700; 3693; 3699; 3682; 3695 Госреестр № 3639-73	DFK-525 кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) Зав. № 0805647/9; 0805647/18; 0805647/17 Госреестр № 23743-02	EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01099448 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08
13	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; ВЛ 500 кВ Рязанская ГРЭС – Михайловская Восточная	ТФЗМ 500Б-I У1 кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 Зав. № 3679; 3691; 5698; 3663; 3711; 3662 Госреестр № 3639-73	DFK-525 кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) Зав. № 0805647/8; 0805647/7; 0805647/6 Госреестр № 23743-02	EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01099353 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08
14	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская (ВВ1)	ТФЗМ 500Б-I У1 кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 Зав. № 3733; 3737; 3687 Госреестр № 3639-73	DFK-525 кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) Зав. № 11008199/2; 11008199/1; 11008199/3 Госреестр № 23743-02	EA02RAL-P4B-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01099335 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; ВЛ 500 кВ Смоленская АЭС – Михайловская (ВВ2)	ТФЗМ 500Б-I У1 кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 Зав. № 3729; 3743; 3742 Госреестр № 3639-73	ДФК-525 кл.т 0,2 Ктн = (500000/√3)/(100/√3) Зав. № 11008199/2; 11008199/1; 11008199/3 Госреестр № 23743-02	ЕА02РАL-Р4В-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01099445 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08
16	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; ВЛ 220 кВ Новомосковская ГРЭС - Михайловская	ТФНД-220 кл.т 0,5 Ктт = 1200/1 Зав. № 620 Госреестр № 3694-73 ТФЗМ-220 кл.т 0,5 Ктт = 1200/1 Зав. № 968; 596 Госреестр № 3694-73	НКФ-220-58 кл.т 1,0 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 715037; 715038; 715042 Госреестр № 1382-60	ЕА02РАL-Р4В-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01099494 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08
17	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; ОЭВ 220 кВ	ТФЗМ-220Б-IV кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 Зав. № 13321; 13329; 13296 Госреестр № 26424-04	НКФ-220-58 кл.т 1,0 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 715046; 705043 Госреестр № 1382-60 НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = (220000/√3)/(100/√3) Зав. № 41742 Госреестр № 14626-95	ЕА02РАL-Р4В-4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01099444 Госреестр № 16666-97	RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08
18	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; 9 с.ш. 0,4 кВ; КЛ1-0,4 кВ; Ввод №1; ОАО «МТС»	ТОП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 30/5 Зав. № 3084676; 3085698; 3084699 Госреестр № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0807131198 Госреестр № 36697-08	RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08
19	ПС 500/220/110/35/0,4 кВ Михайловская; 10с.ш. 0,4 кВ; КЛ2-0,4 кВ; Ввод №2; ОАО «МТС»	ТОП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 30/5 Зав. № 3084702; 3084674; 3084618 Госреестр № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 0807130950 Госреестр № 36697-08	RTU-325 зав. № 003889 Госреестр № 37288-08

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, 4, 5 (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
3, 6 – 11 (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
12 – 15 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,2)	1,0	-	±1,8	±1,1	±0,9
	0,9	-	±2,3	±1,3	±1,0
	0,8	-	±2,8	±1,6	±1,2
	0,7	-	±3,5	±1,9	±1,4
	0,5	-	±5,3	±2,8	±2,0
16, 17 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 1,0)	1,0	-	±2,1	±1,5	±1,4
	0,9	-	±2,6	±1,8	±1,6
	0,8	-	±3,2	±2,1	±1,9
	0,7	-	±3,8	±2,5	±2,2
	0,5	-	±5,9	±3,7	±3,1
18, 19 (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

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)%} £ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} £ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} £ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} £ I _{изм} £ I _{120%}
1, 2, 4, 5 (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
3, 6 – 11 (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
12 – 15 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	-	±6,4	±3,3	±2,4
	0,8	-	±4,4	±2,4	±1,8
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,5
	0,5	-	±2,7	±1,6	±1,3
16, 17 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 1,0)	0,9	-	±7,0	±4,3	±3,6
	0,8	-	±4,9	±3,1	±2,6
	0,7	-	±3,9	±2,5	±2,2
	0,5	-	±3,0	±2,0	±1,8
18, 19 (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 cosj =1,0 нормируется от I_{1%}, а погрешность измерений d_{1(2)%P} и d_{1(2)%Q} для cosj <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·U_н до 1,01·U_н;
- диапазон силы тока - от 0,01·I_н до 1,2·I_н;
- 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 ± 0,15) Гц.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

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

- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 до 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 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;

- счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 часов;

- счетчики электроэнергии ЕвроАЛЬФА – среднее время наработки на отказ не менее 50000 часов;

- счетчики электроэнергии «Альфа А1800» – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;

- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 100 000 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	ТВ-ТМ-35	6
2 Трансформатор тока	ТФЗМ 110Б-III	18
3 Трансформатор тока	СА-123	6
4 Трансформатор тока	ТФМ-110	3
5 Трансформатор тока	ТФЗМ 500Б-I У1	18
6 Трансформатор тока	ТФНД-220	1
7 Трансформатор тока	ТФЗМ-220	2
8 Трансформатор тока	ТФЗМ-220Б-IV	3
9 Трансформатор тока	ТОП-0,66	6
10 Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	2
11 Трансформатор напряжения	НКФ-110	1
12 Трансформатор напряжения	НКФ-110-83 У1	3
13 Трансформатор напряжения	ДФК-525	9
14 Трансформатор напряжения	НКФ-220-58	5
15 Трансформатор напряжения	НКФ-220-58 У1	1
16 Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4G-DW-4	2
17 Счетчик электрической энергии многофункциональный	EA02RAL-P4B-4	15
18 Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М	2
19 Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1
20 Методика поверки	РТ-МП-2665-500-2015	1
21 Паспорт – формуляр	АУВП.411711.ФСК.054.08.ПС-ФО	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-2665-500-2015 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ЕНЭС ПС 500 кВ «Михайловская». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 02.10.2015 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/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- для счетчиков электроэнергии ЕвроАЛЬФА – по методике поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2003 г.;
- для счетчиков электроэнергии «Альфа А1800» - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- для УСПД RTU-325 – по документу ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 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 500 кВ «Михайловская». Свидетельство об аттестации методики (методов) измерений 01.00252/233-2015 от 20.08.2015 г.

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

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

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «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.