

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ Талашкино

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ Талашкино (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

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

Измерительный канал (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту - ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - ТН), счетчик активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту - Счетчик), 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 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); каналобразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на выходы 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчика 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 счетчика электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС осуществляет опрос уровня ИВКЭ последовательно-циклическим способом. Данные по наземным сетям связи операторов (на основе собственных и арендованных цифровых каналов связи) поступают на соответствующие узлы передачи данных операторов, размещенных на ММТС-9, г. Москва. Далее данные по каналу единой цифровой сети связи энергетики (далее - ЕЦССЭ) поступают на серверы ЦСОД Исполнительного аппарата ПАО «ФСК ЕЭС» (далее ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС») для последующей обработки, хранения и передачи смежным субъектам ОРЭМ, филиалу АО «СО ЕЭС» и в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС». Связь организована по дуплексным каналам, данные от ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» к уровню ИВКЭ поступают в обратном порядке.

Ежедневно 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».

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 330 кВ Талашкино ПАО «ФСК ЕЭС».

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

В состав АИИС КУЭ входит система обеспечения единого времени (СОЕВ), выполняющая законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя радиосервер точного времени типа РСТВ-01 (регистрационный номер 40586-09), сервер БД ИВК, УСПД со встроенным устройством синхронизации системного времени (УССВ), счетчик электрической энергии.

Коррекция часов УСПД выполняется автоматически от встроенного в него УССВ. Корректировка часов УСПД происходит ежесекундно, погрешность синхронизации не более  $\pm 0,1$  с. Контроль времени в часах счетчика АИИС КУЭ автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчика выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и УСПД на величину более  $\pm 2$  с.

На ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» установлен радиосервер точного времени типа РСТВ-01. РСТВ-01 расположен в серверной стойке ЦСОД. РСТВ-01 автоматически выполняет контроль времени в ЦСОД, корректировка часов серверов ЦСОД выполняется с погрешностью, не более  $\pm 1$  с.

При выходе из строя УССВ, встроенного в УСПД, время часов УСПД корректируется от сервера ИВК автоматически в случае расхождения времени часов УСПД и ИВК на величину более  $\pm 1$  с.

Погрешность измерения системного времени АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  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
1	2
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 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

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 330 кВ Талашкино, ОРУ 330 кВ, ВЛ 330 кВ Талашкино - Витебск (ВЛ-349)	ТФУМ-330А У1 кл.т 0,5 Ктт = 2000/1 Госреестр № 4059-74	НАМИ-330 кл.т 0,2 Ктн = $(330000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Госреестр № 60353-15	ЕА02RAL-РЗС-4 кл.т 0,2S/0,5 Госреестр № 16666-97	RTU-325 Госреестр № 37288-08

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 <sub>5</sub> %,	d <sub>20</sub> %,	d <sub>100</sub> %,
		I <sub>5</sub> % £ I <sub>изм</sub> < I <sub>20</sub> %	I <sub>20</sub> % £ I <sub>изм</sub> < I <sub>100</sub> %	I <sub>100</sub> % £ I <sub>изм</sub> £ I <sub>120</sub> %
1	2	3	4	5
1 (Счетчик 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

Продолжение таблицы 3

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 <sub>5</sub> %,	d <sub>20</sub> %,	d <sub>100</sub> %,
		I <sub>5</sub> % £I <sub>изм</sub> <I <sub>20</sub> %	I <sub>20</sub> % £I <sub>изм</sub> <I <sub>100</sub> %	I <sub>100</sub> % £I <sub>изм</sub> <I <sub>120</sub> %
1	2	3	4	5
1 (Счетчик 0.5; ТТ 0,5; ТН 0,2)	0,9	±6,4	±3,3	±2,3
	0,8	±4,4	±2,4	±1,7
	0,7	±3,5	±1,9	±1,5
	0,5	±2,7	±1,5	±1,2

Примечания:

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

2 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; счетчика - 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.

3 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 счетчика 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.

4 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчика, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

5 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 ЕвроАЛЬФА - среднее время наработки на отказ не менее 50000 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 счетчика и УСПД фиксируются факты:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - 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.

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТФУМ-330А У1	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-330	3
Счетчик электрической энергии многофункциональный	EA02RAL-P3C-4	1
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	1
Методика поверки	РТ-МП-4204-500-2017	1
Паспорт - формуляр	АУВП.411711.ФСК.016.01ПФ	1

## **Поверка**

осуществляется по документу РТ-МП-4204-500-2017 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ Талашкино. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 27.01.2017 г.

Основные средства 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 счетчика электроэнергии ЕвроАЛЬФА - по методике поверки, утвержденной ГЦИ СИ ФГУ «Ростест-Москва» в 2003 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), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 27008-04;

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиком 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

- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39937-08;

- термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50 °С, цена деления 1 °С.

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**

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ Талашкино».

## **Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 330 кВ Талашкино**

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

**Изготовитель**

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)  
ИНН 4716016979  
Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А  
Тел.: +7 (495) 710-93-33  
Факс: +7 (495) 710-96-55

**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  
Тел.: +7 (499) 750-04-06

**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. « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.