

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Тихорецкая» (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 «Тихорецкая» 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:

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

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) АИИС КУЭ, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Первичные фазные 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 преобразуют 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 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным устройствам.

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.

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.

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. 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 ± 1 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 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.77-2014.

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

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав 1-го уровня					УСПД
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип		Заводской номер	
1	2	3		4		5	6
1	ВЛ 330 кВ Новочеркасская ГРЭС-Тихорецк	ТТ	$K_T = 0,2S$ $K_{ТТ} = 1000/1$ № 46666-11	A	CTSG	134883 001	RTU-325H зав. № 008456 Госреестр № 44626-10
				B	CTSG	134883 002	
				C	CTSG	134883 003	
		ТН	$K_T = 0,2$ $K_{ТН} = 330000/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ № 48448-11	A	T155-VT3	T155VT/001/AK41	
				B	T155-VT3	T155VT/002/AK41	
				C	T155-VT3	T155VT/003/AK41	
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 31857-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01278485	

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
2	ВЛ 35 кВ Тихорецк - Вымпел	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 500/5$ № 55006-13	A	SB 0,8	13036087	RTU-325H зав. № 008456 Госреестр № 44626-10
				B	SB 0,8	13036099	
				C	SB 0,8	13036100	
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 35000/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ № 43241-11	A	VEF36	30890444	
				B	VEF36	30890443	
				C	VEF36	30890442	
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 31857-11	A1802 RALQ-P4GB-DW-4		01278499	
3	ВЛ 35 кВ Тихорецк - Южная Ц-I	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 500/5$ № 55006-13	A	SB 0,8	13036098	
				B	SB 0,8	13036101	
				C	SB 0,8	13036097	
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 35000/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ № 43241-11	A	VEF36	30890444	
				B	VEF36	30890443	
				C	VEF36	30890442	
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 31857-11	A1802 RALQ-P4GB-DW-4		01278488	
4	ВЛ 35 кВ Тихорецк - Воровского Ц-I	ТТ	$K_T = 0,5S$ $K_{TT} = 500/5$ № 55006-13	A	SB 0,8	13036088	
				B	SB 0,8	13036096	
				C	SB 0,8	13036095	
		ТН	$K_T = 0,5$ $K_{TN} = 35000/\sqrt{3}:100/\sqrt{3}$ № 43241-11	A	VEF36	30890444	
				B	VEF36	30890443	
				C	VEF36	30890442	
		Счетчик	$K_T = 0,2S/0,5$ $K_{сч} = 1$ № 31857-11	A1802 RALQ-P4GB-DW-4		01278486	

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6
5	ВЛ 35 кВ Тихорецк - Воровского Ц-П	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 500/5 № 55006-13	A	SB 0,8	13036089	RTU-325H зав. № 008456 Госреестр № 44626-10
				B	SB 0,8	13036093	
				C	SB 0,8	13036094	
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/√3:100/√3 № 43241-11	A	VEF36	30890440	
				B	VEF36	30890441	
				C	VEF36	30890445	
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802 RALQ-P4GB-DW-4		01278489	
6	ВЛ 35 кВ Тихорецк - Южная Ц-П	ТТ	К _Т = 0,5S К _{ТТ} = 500/5 № 55006-13	A	SB 0,8	13036092	
				B	SB 0,8	13036091	
				C	SB 0,8	13036090	
		ТН	К _Т = 0,5 К _{ТН} = 35000/√3:100/√3 № 43241-11	A	VEF36	30890440	
				B	VEF36	30890441	
				C	VEF36	30890445	
		Счетчик	К _Т = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 № 31857-11	A1802 RALQ-P4GB-DW-4		01278492	

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон силы тока	Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %		
		cosφ=1	cosφ=0,8	cosφ=0,5	cosφ=1	cosφ=0,8	cos φ=0,5
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S/0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_I < 0,05I_{н1}$	±1,4	±1,5	±2,1	±1,8	±1,9	±2,5
	$0,05I_{н1} \leq I_I < 0,2I_{н1}$	±0,8	±0,9	±1,6	±1,4	±1,6	±2,1
	$0,2I_{н1} \leq I_I < I_{н1}$	±0,7	±0,8	±1,1	±1,4	±1,5	±1,8
	$I_{н1} \leq I_I \leq 1,2I_{н1}$	±0,7	±0,8	±1,1	±1,4	±1,5	±1,8
2-6 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S/0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_I < 0,05I_{н1}$	±1,3	±1,4	±2,0	±2,5	±2,8	±3,8
	$0,05I_{н1} \leq I_I < 0,2I_{н1}$	±0,7	±0,9	±1,5	±2,2	±2,2	±3,5
	$0,2I_{н1} \leq I_I < I_{н1}$	±0,6	±0,7	±1,1	±2,2	±2,2	±3,3
	$I_{н1} \leq I_I \leq 1,2I_{н1}$	±0,6	±0,7	±1,1	±2,2	±2,2	±3,3

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон силы тока	Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95, %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95, %	
		cosφ=0,8	cosφ=0,5	cosφ=0,8	cos φ=0,5
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S/0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_I < 0,05I_{н1}$	±2,4	±1,6	±4,0	±3,4
	$0,05I_{н1} \leq I_I < 0,2I_{н1}$	±2,0	±1,4	±3,7	±3,3
	$0,2I_{н1} \leq I_I < I_{н1}$	±1,4	±1,2	±3,4	±3,2
	$I_{н1} \leq I_I \leq 1,2I_{н1}$	±1,4	±1,2	±3,4	±3,2
2-6 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,2S/0,5)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_I < 0,05I_{н1}$	±2,4	±1,5	±5,6	±4,6
	$0,05I_{н1} \leq I_I < 0,2I_{н1}$	±2,0	±1,4	±5,4	±4,5
	$0,2I_{н1} \leq I_I < I_{н1}$	±1,4	±1,2	±5,2	±4,5
	$I_{н1} \leq I_I \leq 1,2I_{н1}$	±1,4	±1,2	±5,2	±4,5

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, а погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ 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 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 $1,2 \cdot I_{н1}$;
- частота – $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха – от минус 30 до 35 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения – от $0,9 \cdot U_{н2}$ до $1,1 \cdot U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока – от $0,01 \cdot I_{н2}$ до $1,2 \cdot I_{н2}$;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 °С до 65 °С;
- 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 «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 3

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	№Госреестра	Кол-во, шт.
1	2	3	4
Трансформатор тока	CTSG	46666-11	3 шт.
Трансформатор тока	SB 0,8	55006-13	15 шт.
Трансформатор напряжения	T155-VT3	48448-11	3 шт.
Трансформатор напряжения	VEF36	43241-11	15 шт.
Счетчики электрической энергии многофункциональные	A1802 RALQ-P4GB-DW-4	31857-11	6 шт.
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325H	44626-10	1 шт.
Методика поверки	-	-	1 шт.
Паспорт – Формуляр	-	-	1 шт.
Эксплуатационная документация	-	-	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу МП 64560-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПС 500 кВ «Тихорецкая». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в апреле 2016 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»;
- по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков Альфа А1800 – в соответствии с документом ДЯИМ.411152.018 МП «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
- устройство сбора и передачи данных RTU-325Н – в соответствии с документом ДЯИМ.466215.005 МП «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-325Н. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

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 ПС «Тихорецкая».

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

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

Изготовитель

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

Заявитель

Закрытое акционерное общество «ЭнергоСтрой» (ЗАО «ЭнергоСтрой»)
Адрес: 620085, г.Екатеринбург, ул.Монтерская, дом 3, корпус 2, офис 1
ИНН 6674357664
Тел./Факс: (343) 287-07-50/287-07-50

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2016 г.