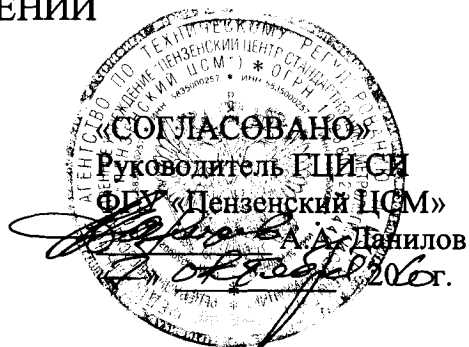


ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Приложение к свидетельству

№ 41241 об утверждении типа
средств измерений



Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 330/150/35 кВ №11 - АИИС КУЭ ПС 330/150/35 кВ №11	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный номер № <u>45597-10</u> Взамен №
---	---

Изготовлена по технической документации ЗАО «Метростандарт», г. Москва, в соответствии с технорабочим проектом ЕМНК.466454.300-594, заводской №ЕМНК.466454.300-594

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ПС 330/150/35 кВ №11 (далее АИИС КУЭ ПС 330/150/35 кВ №11) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени и интервалов времени.

Область применения АИИС КУЭ ПС 330/150/35 кВ №11 - коммерческий учёт электрической энергии на ПС 330/150/35 кВ №11 ОАО «ФСК ЕЭС», в том числе для взаимных расчетов на оптовом рынке электрической энергии (ОРЭ).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ПС 330/150/35 кВ №11 представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее - ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее - ИВКЭ), выполняющего функции информационно-вычислительного комплекса (далее - ИВК), и системы обеспечения единого времени (далее - СОЕВ).

АИИС КУЭ ПС 330/150/35 кВ №11 решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии и автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированной информации в форме отображения, печатной форме, форме электронного документа (файла);
- ведение журналов событий ИК и ИВКЭ;
- контроль достоверности измерений на основе анализа пропуска данных и анализ журнала событий ИК;
- формирование защищенного от несанкционированных изменений архива результатов измерений, с указанием времени проведения измерения и времени поступления данных в электронный архив, формирование архива технической и служебной информации;
- передача в организации – участники ОРЭ результатов измерений (1 раз в сутки);

значение более 2 с. Синхронизация времени в шлюзах Е-422 и сервере АРМ ПС производится также УССВ при расхождении значений времени в этих устройствах и УССВ на значение более 2 с.

Таким образом, СОЕВ АИИС КУЭ ПС 330/150/35 кВ №11 обеспечивает измерение времени в системе с погрешностью не хуже ± 5 с.

Защита от несанкционированного доступа предусмотрена на всех уровнях сбора, передачи и хранения коммерческой информации и обеспечивается совокупностью технических и организационных мероприятий.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 1

Таблица 1 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала				Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики		
Номер ИК, код точки измерений	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип		Заводской номер				Основная погрешность ИК, ± %	Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества активной и реактивной электрической энергии и мощности при доверительной вероятности P=0,95:	
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10	
1	ВЛ 330 кВ № 11 Мончегорск - Кольская АЭС (2)	ТТ1	КТ=0,2	А	ТФРМ 330Б-ПУ1	№ 3577	6600000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,0% ± 1,9%	± 3,0% ± 2,7%
Ктт=2000/1			В	ТФРМ 330Б-ПУ1	№ 3557						
26444-04			С	ТФРМ 330Б-ПУ1	№ 3561						
ТТ2		КТ=0,2	А	ТФРМ 330Б-ПУ1	№ 3939						
		Ктт=2000/1	В	ТФРМ 330Б-ПУ1	№ 3947						
		26444-04	С	ТФРМ 330Б-ПУ1	№ 3926						
ТН		КТ=0,5	А	НКФ-330	№ 1015782						
		Ктн=330000:√3/100:√3	В	НКФ-330	№ 1019335						
		1443-03	С	НКФ-330-У1	№ 1053979						
Счетчик		КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117920						
		Ксч=1									
		16666-97									

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
2	ВЛ 330 кВ Л-397 Кольская АЭС - № 11 Мончегорск (1)	ТТ1	КТ=0,2	А	ТФРМ 330Б-ПУ1	№ 3628	6600000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,0% ± 1,9%	± 3,0% ± 2,7%
			КТТ=2000/1	В	ТФРМ 330Б-ПУ1	№ 3879					
			26444-04	С	ТФРМ 330Б-ПУ1	№ 3362					
		ТТ2	КТ=0,2	А	ТФРМ 330Б-ПУ1	№ 3601					
			КТТ=2000/1	В	ТФРМ 330Б-ПУ1	№ 3604					
			26444-04	С	ТФРМ 330Б-ПУ1	№ 3597					
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-330	№ 1012278					
			КТН=330000:√3/100:√3	В	НКФ-330	№ 1012279					
			912-54	С	НКФ-330	№ 1012285					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117919					
			Ксч=1								
			16666-97								
3	Яч. ВЛ-35кВ ЛК-53 ПС-11 ? ПС-370	ТТ	КТ=0,5	А	ТВ-35/25	№ 11891А	70000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=1000/5	В	ТВ-35/25	№ 11891В					
				С	ТВ-35/25	№ 11891С					
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1076921					
			КТН=35000:√3/100:√3	В	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1096710					
			912-05	С	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1097088					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117923					
			Ксч=1								
			16666-97								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
4	Яч. ВЛ-35кВ ЛК-54 ПС-11 ? ПС370	ТТ	КТ=0,5	A	ТВ-35/25	№ 11892А	70000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТ _{ТТ} =1000/5	B	ТВ-35/25	№ 11892В					
				C	ТВ-35/25	№ 11892С					
		ТН	КТ=0,5	A	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1096982					
			КТ _{ТН} =35000:√3/100:√3	B	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1097014					
			912-05	C	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1076597					
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117924					
			Ксч=1								
			16666-97								
5	Яч. КЛ-10кВ Ф-1 КРУН-10 ПС-11-КТП-1 РПБ	ТТ	КТ=0,5	A	ТВЛМ-10	№ 84702	6000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТ _{ТТ} =300/5	B	-	-					
			1856-63	C	ТВЛМ-10	№ 68924					
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-10-66	№ 265					
			КТ _{ТН} =10000/100	B							
			831-69	C							
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117922					
			Ксч=1								
			16666-97								
6	Яч. КЛ-10кВ Ф-4 КРУН-10 ПС-11 -ПС-11А	ТТ	КТ=0,5	A	ТЛМ-10	№ 0885	12000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТ _{ТТ} =600/5	B	-	-					
			2473-69	C	ТЛМ-10	№ 0427					
		ТН	КТ=0,5	A	НТМИ-10-66	№ 265					
			КТ _{ТН} =10000/100	B							
			831-69	C							
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117925					
			Ксч=1								
			16666-97								

Таблица 1. Продолжение

1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	
7	Яч. КЛ-10кВ Ф-5 КРУН-10 ПС-11-ПС-25А	ТТ	КТ=0,5	А	ТВЛМ-10	№ 16338	12000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 1,2% ± 2,4%	± 5,0% ± 3,0%
			КТТ=600/5	В	-	-					
			1856-63	С	ТВЛМ-10	№ 16537					
		ТН	КТ=0,5	А	НТМИ-10-66	№ 265					
			КТН=10000/100	В							
			831-69	С							
		Счетчик	КТ=0,5S/1	EA05RAL-B-4		№ 01117928					
			Ксч=1								
			16666-97								

Примечания:

- В Таблице 1 приведены метрологические характеристики основной погрешности ИК (нормальные условия эксплуатации) и погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации для измерения электрической энергии и средней мощности (получасовых);
- В Таблице 1 в графе «Основная погрешность ИК, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,87$ ($\sin\varphi=0,5$) и токе ТТ, равном $I_{ном}$.
- В Таблице 1 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$) и токе ТТ, равном 10 % от $I_{ном}$.
- Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - параметры сети: диапазон напряжения - $(0,99 \div 1,01)U_{н}$; диапазон силы тока - $(1,0 \div 1,2)I_{н}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха: ТТ - от $+15^\circ\text{C}$ до $+35^\circ\text{C}$; ТН - от $+10^\circ\text{C}$ до $+35^\circ\text{C}$; счетчиков: в части активной энергии - от $+21^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$, в части реактивной энергии - от $+18^\circ\text{C}$ до $+22^\circ\text{C}$; УСПД - от $+15^\circ\text{C}$ до $+25^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.
- Рабочие условия эксплуатации:
 - для ТТ и ТН:
 - параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01 \div 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0(0,6 \div 0,87)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от -30°C до $+35^\circ\text{C}$;
 - относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
 - атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока - тока $(0,01 \div 1,2)I_{н2}$;
- диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - $0,5 \div 1,0$ ($0,6 \div 0,87$); частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения - $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха - от $+15^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - $(40-60)$ %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение - (220 ± 10) В; частота - (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха - от $+15^\circ\text{C}$ до $+30^\circ\text{C}$;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС 330/150/35 кВ №11 как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии – средняя наработка на отказ не менее 120 000 ч, время восстановления работоспособности не более 168 ч;
- ИВКЭ – средняя наработка на отказ не менее 35 000 ч, время восстановления работоспособности не более 168 ч;
- шлюз E-422 – средняя наработка на отказ не менее 50 000 ч;
- УСПД - средняя наработка на отказ не менее 35 000 ч, среднее время восстановления работоспособности 24 ч;
- СОЕВ - коэффициент готовности Кг не менее 0,95, среднее время восстановления не более 168 ч.

Установленный полный срок службы АИИС КУЭ ПС 330/150/35 кВ №11 - не менее 20 лет.

В АИИС КУЭ ПС 330/150/35 кВ №11 используются следующие виды резервирования:

- резервирование по двум интерфейсам опроса счетчиков;
- резервирование питания счетчиков, шлюзов E-422, сервера АРМ ПС, УСПД;
- предусмотрена возможность автономного считывания измерительной информации со счетчиков и визуальный контроль информации на счетчике;
- контроль достоверности и восстановление данных;
- наличие резервных баз данных;
- наличие перезапуска и средств контроля зависания;
- наличие ЗИП.

Регистрация событий:

- журнал событий ИК:
 - отключение и включение питания;
 - корректировка времени;
 - удаленная и местная параметризация;
 - включение и выключение режима тестирования.
- журнал событий ИВКЭ:
 - дата начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - потери и восстановления связи со счётчиками;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - корректировки времени в каждом счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - привод разъединителя трансформаторов напряжения;
 - корпус (или кожух) автоматического выключателя в цепи трансформатора напряжения, а так же его рукоятка (или прозрачная крышка);
 - клеммы вторичной обмотки трансформаторов тока;
 - промежуточные клеммники, через которые проходят цепи тока и напряжения;
 - испытательная коробка (специализированный клеммник);
 - крышки клеммных отсеков счетчиков;
 - крышки клеммного отсека УСПД.
- защита информации на программном уровне:
 - установка двухуровневого пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД;
 - защита результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, журнал событий – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 суток;
- Сервер АРМ ПС – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 4 лет.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ПС 330/150/35 кВ №11 АИИС КУЭ ПС 330/150/35 кВ №11

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ ПС 330/150/35 кВ №11 определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

ПОВЕРКА

Поверка АИИС КУЭ ПС 330/150/35 кВ №11 проводится по документу МИ 3000-2006 «ГСИ. Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Перечень основных средств поверки:

– трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35 ... 330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

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

– счетчики ЕвроАльфа – в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованной с ГЦИ СИ ФГУП «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;

– средства поверки УСПД в соответствии с документом «Комплексы аппаратно-программных средств для учета электроэнергии на основе УСПД серии RTU-300. Методика поверки.», утвержденному ГЦИ СИ ВНИИМС в 2003 г.;

– переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

– радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».

ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

ГОСТ Р 52323–2005 (МЭК 62053-22:2003) «Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425–2005 (МЭК 62053-23:2003) «Статические счетчики реактивной энергии».

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

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

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Техническая документация на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии ПС 330/150/35 кВ №11 - АИИС КУЭ ПС 330/150/35 кВ №11.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 330/150/35 кВ №11 - АИИС КУЭ ПС 330/150/35 кВ №11, утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске и в эксплуатации согласно государственным поверочным схемам.

Изготовитель:

ЗАО «Метростандарт»

Юридический/Почтовый адрес:

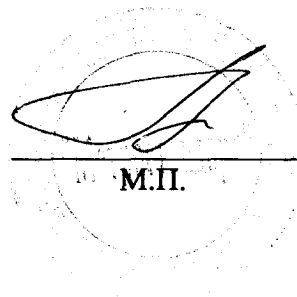
117997, г. Москва, ул. Профсоюзная, д. 65, стр. I

Тел.: 8(495)745-21-70

Факс: 8(495) 705-97-50

Сайт: www.metrostandart.ru

Технический директор ЗАО «Метростандарт»



Л.Б. Александров