



ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

об утверждении типа средств измерений

RU.E.34.004.A № 49538

Срок действия бессрочный

НАИМЕНОВАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

**Система автоматизированная информационно-измерительная
коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/10 кВ НПС № 18**

ЗАВОДСКОЙ НОМЕР 00537

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

**Закрытое акционерное общество "ЭнергоСтрой" (ЗАО "ЭнергоСтрой"),
г. Екатеринбург**

РЕГИСТРАЦИОННЫЙ № 52504-13

ДОКУМЕНТ НА ПОВЕРКУ

МП 52504-13

ИНТЕРВАЛ МЕЖДУ ПОВЕРКАМИ 4 года

Тип средств измерений утвержден приказом Федерального агентства по
техническому регулированию и метрологии от **21 января 2013 г. № 24**

Описание типа средств измерений является обязательным приложением
к настоящему свидетельству.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства

Ф.В.Булыгин

"....." 2013 г.

Серия СИ

№ 008272

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/10 кВ НПС № 18

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/10 кВ НПС № 18 (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации. Выходные данные системы используются для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А1800 класса точности 0,2S по ГОСТ Р 52323-05 в части активной электроэнергии и 0,5 в части реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) АИИС КУЭ с функцией информационно-вычислительного комплекса (ИВК). ИВКЭ включает в себя устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-327LV (Госреестр СИ РФ № 41907-09, зав. № 005837) и технические средства приема-передачи данных. Уровень ИВКЭ ПС 220/10 кВ НПС № 18 также выполняет функции ИВК и включает в себя АРМ инженера, на котором установлено программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Функции ИВК выполняют существующие центры сбора и обработки данных (далее – ЦСОД) МЭС Востока и ИА ФСК ЕЭС. ИВК обеспечивает автоматический регламентный сбор результатов измерения, данных о состоянии средств и объектов измерения, обработки полученной информации, предоставление данных в ИАСУ КУ КО, ЦСОИ филиала «СО ЕЭС» Амурское РДУ, смежным субъектам ОРЭ, в соответствии с соглашением об информационном обмене.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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 преобразуются 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 интервалах времени, длительность которых задается программно и может составлять 1, 2, 3, 5, 10, 15, 30 минут (параметр P_{A14}). В памяти счетчиков ведутся

профили нагрузки (параметр P_{A26}) и графики параметров сети.

Каждые 30 минут УСПД RTU-327 LV производит опрос всех подключенных к нему цифровых счетчиков ИК. Полученная информация обрабатывается, записывается в энергонезависимую память УСПД и, по запросу с сервера базы данных ИВК, с периодичностью 1 раз в 30 минут предоставляется в базу данных ИВК. Вышеописанные процедуры выполняются автоматически, а время и частота опроса устанавливаются на этапе пуско-наладки системы.

Раз в сутки с уровня ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) формируются и отсылаются файлы в формате XML, содержащие информацию о получасовой потребленной и выданной электроэнергии по каждому из направлений, всем заинтересованным субъектам ОРЭ.

В АИИС КУЭ ПС 220/10 кВ НПС № 18 синхронизация времени производится от GPS-приемника (глобальная система позиционирования). В качестве приёмника сигналов GPS о точном календарном времени используется устройство синхронизации системного времени (УССВ), подключаемое к УСПД RTU-327LV. От УССВ синхронизируются внутренние часы УСПД RTU-327LV, а от них – и счетчиков АЛЬФА А1800, подключенных к УСПД RTU-327LV. В системе автоматически поддерживается единое время во всех ее компонентах и погрешность часов компонентов системы не превышает ± 5 с. Сличение времени УСПД RTU-327LV со временем УССВ осуществляется каждые 30 минут, корректировка времени осуществляется при расхождении со временем УССВ на величину ± 2 с. Сличение времени счетчиков со временем УСПД RTU-327LV осуществляется каждые 30 минут, корректировка времени осуществляется при расхождении со временем УСПД RTU-327LV на величину ± 2 с.

При длительном нарушении работы канала связи между УСПД и счетчиками на длительный срок, время счетчиков корректируется от переносного инженерного пульта. При снятии данных с помощью переносного инженерного пульта через оптический порт счётчика производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счётчика.

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

Программное обеспечение

Уровень ИВКЭ содержит программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», с помощью которого решаются задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

Таблица 1 - Сведения о программном обеспечении.

Наименование программного обеспечения	Наименование программного модуля (идентификационное наименование программного обеспечения)	Наименование файла	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5	6
ПО «Альфа ЦЕНТР»	Программа – планировщик опроса и передачи данных (стандартный каталог для всех модулей C:\alphacenter\exe)	Amrserver.exe	Не ниже V 11.07.01	7e87c28fdf5ef99142ad5734ee7595a0	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
	драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД	Amra.exe	Не ниже V 11.07.01	ddc86a04fe7a9c8440 1d17aa8db527d5	MD5
	драйвер работы с БД	Cdbora2.dll		0ad7e99fa26724e651 02e215750c655a	
	Библиотека шифрования пароля счетчиков А1800	encryptdll.dll		0939ce05295fbcbbba 400eeae8d0572c	
	библиотека сообщений планировщика опросов	alphamess.dll		b8c331abb5e344441 70eee9317d635cd	

- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 2 нормированы с учетом ПО;
- Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав и метрологические характеристики измерительных каналов приведены в таблице 2.

Таблица 2. Состав и метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Состав измерительных каналов					Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Метрологические характеристики	
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип		Заводской номер	Основная относительная погрешность ИИК, ($\pm\delta$) %				Относительная погрешность ИИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$) %	
											$\cos \varphi = 0,87$ $\sin \varphi = 0,5$
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	
7	Ф-11 Ввод НПС-18 № 1	ТТ	КТ = 0,2S Ктт = 1500/1 Госреестр № 32139-11	А	ТОЛ-СЭЩ-10	25027-11	150000	Мощность и энергия активная Мощность и энергия реактивная	Активная Реактивная	± 0,5 % ± 1,1 %	± 1,9 % ± 2,0 %
				В	ТОЛ-СЭЩ-10	25028-11					
				С	ТОЛ-СЭЩ-10	25026-11					
		ТН	КТ = 0,2 Ктн = 10000/100 Госреестр № 38394-08	А	НАЛИ-СЭЩ-10	00416-11					
				В							
				С							
		ТН	КТ = 0,2 Ктн = 10000/100 Госреестр № 38394-08	А	НАЛИ-СЭЩ-10	00421-11					
				В							
				С							
		Счетчик	КТ = 0,2S/0,5 Ксч = 1 Госреестр № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01227127					

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
8	Ф-12 Ввод НПС-18 № 2	ТТ	КТ = 0,2S К _{тт} = 1500/1 Госреестр № 32139-11	A	ТОЛ-СЭЩ-10	25024-11	150000	Мощность и энергия активная	Активная	± 0,5 %	± 1,9 %
				B	ТОЛ-СЭЩ-10	25025-11					
				C	ТОЛ-СЭЩ-10	25029-11					
		ТН	КТ = 0,2 К _{тн} = 10000/100 Госреестр № 38394-08	A	НАЛИ-СЭЩ-10	00420-11					
				B							
				C							
		ТН	КТ = 0,2S/0,5 К _{сч} = 1 Госреестр № 31857-06	A	НАЛИ-СЭЩ-10	00413-11					
				B							
				C							
		Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4	01227130	Мощность и энергия реактивная	Реактивная		± 1,1 %	± 2,0 %		

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИИК при доверительной вероятности $P=0,95$, $\cos\varphi=0,5$ ($\sin\varphi=0,87$), токе ТТ, равном 2 % от $I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 15 °С до 30 °С.;

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение - $(220\pm 4,4)$ В; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения - $(0,98 - 1,02)U_n$; диапазон силы тока - $(1,0 - 1,2)I_n$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) – $0,87(0,5)$; частота - $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ - от минус 40 °С до 50 °С; ТН- от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков: (23 ± 2) °С ; УСПД - от 15 °С до 25 °С;
- относительная влажность воздуха - (70 ± 5) %;
- атмосферное давление - (750 ± 30) мм рт.ст. ((100 ± 4) кПа)

3. Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н1}$; диапазон силы первичного тока $(0,01(0,02) - 1,2)I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0(0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 40°С до 50°;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для электросчетчиков:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5-1,0(0,6 - 0,87)$; частота $(50 \pm 0,5)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от 15°С до 30°С;
- относительная влажность воздуха $(40-60)$ %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от 10°С до 30°С;
- относительная влажность воздуха (70 ± 5) %;
- атмосферное давление (100 ± 4) кПа

4. Измерительные каналы включают измерительные трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электрической энергии и в режиме измерения реактивной электрической энергии;

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, УСПД на однотипный утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ПС 220/10 кВ НПС № 18 как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 120000 часов; среднее время восстановления работоспособности 168 часов;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 24$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 45000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

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;
- журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирование;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени;
 - журнал УСПД;
 - параметрирование;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
 - выключение и включение сервера;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование;
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрирование:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания: для счетчиков типа Альфа А1800 – не менее 30 лет;
- ИВКЭ – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений - не менее 35 суток;
- ИВК – результаты измерений, состояние объектов и средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/10 кВ НПС № 18 типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ ПС 220/10 кВ НПС № 18 представлена в таблице 3.

Таблица 3. Комплектность АИИС КУЭ ПС 220/10 кВ НПС № 18

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт)
Трансформатор тока ТОЛ-СЭЦ-10	6
Трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЦ-10	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800	2
Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327	1
УССВ 16HVS	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 52504-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/10 кВ НПС № 18. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2012 года.

Перечень основных средств поверки:

- Трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- Трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-88 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Счетчиков Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- для УСПД RTU-300 – в соответствии с документом «Устройства сбора и передачи данных серии RTU-327. Методика поверки. ДЯИМ.466215.007.МП», утвержденным ГЦИ СИ 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;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ПС 220/10 кВ НПС № 18 филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока. Техническое задание».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220/10 кВ НПС № 18

ГОСТ 22261-94	«Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ Р 52323-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
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». «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ПС 220/10 кВ НПС № 18 филиала ОАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока. Техническое задание»

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «ЭнергоСтрой» (ЗАО «ЭнергоСтрой»)
620085, г. Екатеринбург, ул. Монтерская, 3 литер 2 – оф.1; тел./факс: (343) 287-07-50

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № 30004-08 от 27.06.2008 г.
119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46; тел./факс: 8(495) 437-55-77

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п. «___» _____ 2013 г.