

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/10 кВ «Березовая» филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета (яч. №№ 27 (ф.27), 28 (ф.28) ЗРУ-10 кВ)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/10 кВ «Березовая» филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета (яч. №№ 27 (ф.27), 28 (ф.28) ЗРУ-10 кВ) (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, передачи и отображения результатов измерений.

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 – включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,5S, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии Альфа А1800 класса точности 0,2S (в части активной электроэнергии) и 0,5 (в части реактивной электроэнергии), вторичные измерительные цепи.

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

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (далее - БД), обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

Измерительный канал (далее – ИК) состоит 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 интервале времени усреднения 30 мин.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производит опрос цифровых счетчиков. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных. Данные

из УСПД RTU-325L поступают на уровень ИВК АИИС КУЭ в ЦСОД исполнительного аппарата (далее - ИА) ПАО «ФСК ЕЭС», г. Москва для последующего хранения и передачи.

Далее, данные с уровня АИИС КУЭ в ЦСОД ИА ПАО «ФСК ЕЭС» по цифровым каналам связи (на участке «подстанция – ИА ПАО «ФСК ЕЭС» каналы связи организованы посредством малых земных станций спутниковой связи (МЗССС) и на участке «ИА ПАО «ФСК ЕЭС» - ИВК МЭС Востока» - с использованием единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ) поступают в базу данных сервера уровня ИВК МЭС Востока, где происходит хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, передача информации смежным субъектам и иным заинтересованным организациям путем формирования файлов формата XML80020.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и обеспечивает синхронизацию часов компонентов АИИС КУЭ. СОЕВ создана на основе устройства синхронизации системного времени (далее – УССВ), в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS) - Garmin 16x-HVS. Сличение времени часов УСПД происходит при каждом сеансе связи с УССВ. Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

СОЕВ обеспечивает корректировку времени ИК АИИС КУЭ с точностью не хуже $\pm 5,0$ с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают время (дату, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

Специализированное программное обеспечение АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) (далее - СПО (АИИС КУЭ) ЕНЭС (Метроскоп)), имеет структуру автономного программного обеспечения. ПО обладает идентификационными признаками, приведенными 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
Другие идентификационные данные, если имеются	MD5

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты – высокий, в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики
приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Метрологические и технические характеристики ИК

Номер ИК	Наименование объекта учета	Состав АИИС КУЭ					К _{ТТ} · К _{ТН} · К _{сч}	Вид энергии	Метрологические характеристики	
		Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ	Обозначение, тип	Заводской номер	УСПД	Основная относительная погрешность ИК, (±δ) %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, (±δ) %	
										cos φ = 0,87 sin φ = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8	9	9	
1	ПС Березовая, ЗРУ - 10 кВ яч. № 28 Ф - 28 «Амур-Форест»	ТТ К _Т =0,5S К _{ТТ} =500/5 № 42663-09	А	ТОЛ-СВЭЛ-10	1278544	RTU-325L, зав. № 004482 № 37288-08	10000	актив- ная реак- тивная	1,1 2,3	4,9 3,9
			В	ТОЛ-СВЭЛ-10	1278224					
			С	ТОЛ-СВЭЛ-10	1278543					
		ТН К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1255					
			В							
			С							
		ТН (резерв) К _Т =0,5 К _{ТН} =10000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1254					
			В							
			С							
		Счетчик К _Т =0,2S/0,5 К _{сч} =1 № 31857-06	A1802RLX-P4GB- DW-4	01183677						

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8	9	9
2	ПС Березовая, ЗРУ - 10 кВ яч. № 27 Ф - 27 «Амур-Форест»	ТТ	КТ=0,5S	А	ТОЛ-СВЭЛ-10	1278226	RTU-325L зав. № 004482 № 37288-08	10000	актив- ная реак- тивная	1,1	4,9
			КТТ=500/5	В	ТОЛ-СВЭЛ-10	1278221					
			№ 42663-09	С	ТОЛ-СВЭЛ-10	1278222					
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1254					
			КТН=10000/100								
			№ 16687-07								
		ТН (резерв)	КТ=0,5	А	НАМИТ-10-2 УХЛ2	1255					
			КТН=10000/100								
			№ 16687-07								
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 № 31857-06	A1802RLX-P4GB- DW-4		01183678					

Примечания:

1. В Таблице 2 в графе «Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, $\pm \delta$ %» приведены границы погрешности результата измерений посредством ИК 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 минус 25 до 25 °С .

2. Нормальные условия:

- параметры питающей сети: напряжение (220±4,4) В; частота (50 ± 0,5) Гц;
- параметры сети: диапазон напряжения (0,98 - 1,02)U_н; диапазон силы тока (1,0 - 1,2)I_н; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) – 0,87(0,5); частота (50 ± 0,5) Гц;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 60°С до 60°С; счетчиков: в части активной энергии (23±2) °С, в части реактивной энергии (20±2) °С; УСПД - от 15 до 25°С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (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 ± 0,5) Гц;
- температура окружающего воздуха от минус 60 до 60°С;
- 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 ± 0,5) Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения 0,5 мТл;
- температура окружающего воздуха от минус 40 до 65°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 15 до 30°С;
- относительная влажность воздуха (70±5) %;
- атмосферное давление (100±4) кПа.

4. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

5. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

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 – 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 35 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.
- 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;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - попытка несанкционированного доступа;
 - факты связи со счетчиком, приведших к изменениям данных;
 - изменение текущего значения времени и даты при синхронизации времени;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывы питания.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - глубина хранения профиля нагрузки получасовых интервалов не менее 35 суток;
- ИВКЭ - суточных данных о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов 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 220/35/10 кВ «Березовая» филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета (яч. №№ 27 (ф.27), 28 (ф.28) ЗРУ-10 кВ) 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 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт)
1	2
Трансформаторы тока серии ТОЛ-СВЭЛ	6
Трансформаторы напряжения НАМИТ-10-2 УХЛ2	2

Продолжение таблицы 3

1	2
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800	2
Устройство сбора и передачи данных RTU-325L	1
Методика поверки	1
Система автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока. Модернизация измерительных каналов существующих точек учета АИИС КУЭ подстанций МЭС Востока. ПС 220 кВ Березовая. Технорабочий проект. Паспорт – Формуляр 43/441-441-ПФ	1
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока. Модернизация измерительных каналов существующих точек учета АИИС КУЭ подстанций МЭС Востока. ПС 220 кВ Березовая. Технорабочий проект № 43/441-441.	1

Поверка

осуществляется по документу МП 63091-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/10 кВ «Березовая» филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета (яч. №№ 27 (ф.27), 28 (ф.28) ЗРУ-10 кВ). Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 25.11.2015 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 8.216-2011 «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 – по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006;
- для УСПД RTU-325L – по документу «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП.», 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 со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от минус 20 до 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверки, оформленное в соответствии с приказом Минпромторга России № 1815 от 02.08.2015 года «Об утверждении Порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электрической энергии филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока. Модернизация измерительных каналов существующих точек учета АИИС КУЭ подстанций МЭС Востока. ПС 220 кВ Березовая. Технорабочий проект № 43/441-441».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220/35/10 кВ «Березовая» филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока в части дополнительных точек учета (яч. №№ 27 (ф.27), 28 (ф.28) ЗРУ-10 кВ)

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

Общество с ограниченной ответственностью «Электротехнические системы»
(ООО «Электротехнические системы»)
ИНН 2724070454
Юридический адрес:
680014, Хабаровск, переулок Гаражный, 30А
Тел./факс: (4212) 75-63-73/(4212) 75-63-75

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.