

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Красноярскэнергосбыт» на присоединениях подстанции «Электрокотельная», г. Козьмодемьянск

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Красноярскэнергосбыт» на присоединениях подстанции «Электрокотельная», г. Козьмодемьянск (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы 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 каналы (ИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии) и 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, образующие 4 измерительных канала системы по количеству точек измерений электроэнергии.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс, включающий в себя, сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), с программным обеспечением ИИС «Пирамида», устройство синхронизации системного времени (УССВ).

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения для каждого присоединения, в которых они используются.

Мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются счетчиками электрической энергии АИИС в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности. Вычисленные значения активной и реактивной мощности каждого направления преобразуются в частоту следования импульсов. Во внутренних регистрах счетчиков осуществляется накопление импульсов, соответствующих каждому виду и направлению передачи электроэнергии. Количество накопленных в регистрах импульсов за 30-минутный интервал времени пропорционально энергии каждого вида и направления.

По окончании 30-минутного интервала накопленное количество импульсов из каждого регистра переносится в долговременную энергонезависимую память с указанием времени измерений в координированной шкале времени UTC. Результаты измерений электроэнергии за 30-минутный интервал передаются в сервер АИИС КУЭ. Каналы передачи данных от счетчиков до сервера АИИС КУЭ образованы через контроллер «СИКОН ТС65» по GSM-сети обеспечивающий скорость передачи не менее 9 600 бит/сек. В качестве резервного канала связи используется GSM-сеть другого оператора связи.

Сервер АИИС КУЭ осуществляет сбор результатов измерений со счетчиков, их обработку, заключающуюся в умножении на коэффициенты трансформации ТТ и ТН. Сервер АИИС КУЭ осуществляет хранение в базе данных SQL результатов измерений. АРМ обеспечивают визуальный просмотр результатов измерений из базы данных и автоматическую передачу результатов измерений во внешние системы по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0, в том числе в ОАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ, и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности.

Связь между сервером АИИС КУЭ и внешними по отношению к АИИС КУЭ системами осуществляется по основному и резервному каналам связи. В качестве основного канала связи используется глобальная сеть передачи данных Интернет, в качестве резервного канала связи используется телефонная линия общего доступа и модем ZyXEL.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая обеспечивает измерение времени счетчиками электрической энергии и сервером АИИС КУЭ в шкале времени UTS(SU) Синхронизация шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени UTC(SU) осуществляется с помощью устройств синхронизации времени УСВ-1. Часы сервера АИИС КУЭ синхронизируются с УСВ-1 непрерывно. Синхронизация часов счетчиков происходит раз в сутки по часам сервера АИИС КУЭ, при условии, что поправка часов счетчиков больше 1 с, но меньше 119 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

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

Журналы событий счетчика и сервера АИИС КУЭ отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и время корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

Программная часть АИИС КУЭ представлена специализированным программным обеспечением из состава ИИС Пирамида (№ Госреестра СИ 21906-11). Абсолютная погрешность измерения электрической энергии за счет математической обработки измерительной информации составляет ± 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Таблица 1. Идентификационные данные программного обеспечения (далее – ПО)

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
Расчет групп	PClients.dll	1.0.0.7	2168821248	CRC32
Расчёт текущих значений	PCurrentValues.dll	1.0.0.0	2869679500	CRC32
Заполнение отсутствующего профиля	PFillProfile.dll	1.0.0.1	1343868580	CRC32
Фиксация данных	PFixData.dll	1.0.0.0	2785434575	CRC32
Расчёт зафиксированных показаний из профиля мощности	PFixed.dll	1.1.0.0	336649577	CRC32
Расчёт базовых параметров	PProcess.dll	2.0.2.0	1726524298	CRC32
Замещение данных	PReplace.dll	1.0.0.0	536220022	CRC32

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора
Расчёт целочисленного профиля	PRoundValues.dll	1.0.0.0	3259117078	CRC32
Расчёт мощности/энергии из зафиксированных показаний	PValuesFromFixed.dll	1.0.0.0	3476001381	CRC32
Драйвер для счётчиков СЭТ-4ТМ.03М	SET4TM02.dll	1.0.0.6	639035252	CRC32
Драйвер для контроллеров типа СИКОН ТС65	SiconTS65.dll	-	3926416713	CRC32

Присутствует защита доступа к файловой системе сервера АИИС КУЭ и к базам данных. Для защиты используются встроенные средства управления доступом операционной системы и системы управления базами данных (СУБД).

Уровень защиты метрологически значимой части программного обеспечения в соответствии с МИ 3286-2010 соответствует уровню «С».

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2. Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала				Ктт · Ктн · Ксч	Наименование измеряемой величины	Метрологические характеристики						
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Тип		Заводской номер			Доверительные границы относительной погрешности результата измерений количества учтенной активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности P=0,95	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, (±δ) %					
1	2	3	4		5	6	7		8	9	10	11	12	
1	Электрокотельная г. Козинск ЗРУ-10 кВ Ввод 1	ТТ КТ 0,5 Ктт=3000/5 № 11077-07	A	ТЛШ-10	1404	60000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q	- в диапазоне тока 0,05I _{н1} ≤ I ₁ < 0,2I _{н1}	cos φ = 1,0	cos φ = 0,87	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5		
			B	ТЛШ-10	1198				-	6,2	5,3	4,0		
			C	ТЛШ-10	3944				2,1	3,1	3,4	5,7		
			A	НАМИ-10-95	687				-	6,2	5,3	4,0		
			B						- в диапазоне тока 0,2I _{н1} ≤ I ₁ < I _{н1}	1,5	2,1	2,2	3,4	
			C						-	4,1	3,7	3,2		
		Счетчик КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М	0804113514					- в диапазоне тока I _{н1} ≤ I ₁ ≤ 1,2I _{н1}	1,4	1,9	2,0	2,8	
									-	3,6	3,4	3,1		

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8				9	10	11	12												
2	Электроточельная г. Кодинск ЗРУ-10 кВ Ввод 2	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =3000/5 № 11077-07	А	ТЛШ-10	3980	60000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q																				
				В	ТЛШ-10	3655																						
				С	ТЛШ-10	2880																						
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10- 95	684																						
				В																								
				С																								
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ- 4ТМ.03М		0807113755																						
		3	Электроточельная г. Кодинск ЗРУ-10 кВ Ввод 3	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =3000/5 № 11077-07	А											ТЛШ-10	1066	60000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q								
						В											ТЛШ-10	1064										
						С											ТЛШ-10	6400										
				ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100 № 20186-05	А											НАМИ-10- 95	683										
						В																						
С																												
Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-08			СЭТ- 4ТМ.03М		0804113839																						
4	Электроточельная г. Кодинск ЗРУ-10 кВ Ввод 4			ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} =3000/5 № 11077-07	А	ТЛШ-10	3053	60000	Энергия активная, W _P Энергия реактивная, W _Q																		
						В	ТЛШ-10	3918																				
						С	ТЛШ-10	3945																				
				ТН	КТ 0,5 К _{ТН} =10000/100 № 20186-05	А	НАМИ-10- 95	715																				
						В																						
		С																										
		Счетчик	КТ 0,5S/1,0 Ксч=1 № 36697-08	СЭТ- 4ТМ.03М		0807113699																						

Примечания:

1. В Таблице 2 приведены метрологические характеристики ИК для измерения электроэнергии и средней мощности (на получасовом интервале), при доверительной вероятности $P=0,95$;

2. Рабочие условия применения компонентов АИИС:

температура окружающего воздуха (кроме ТТ и ТН), °С от 0 до плюс 40
температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С от минус 45 до плюс 40
частота сети, Гц от 49,5 до 50,5
напряжение сети питания, В от 198 до 242
индукция внешнего магнитного поля, мТл не более 0,05

3. Допускаемые значения информативных параметров:

ток, % от $I_{ном}$ от 5 до 120%
напряжение, % от $U_{ном}$ от 90 до 110%
коэффициент мощности, $\cos \varphi$ от 0,5 инд. через 1,0 до 0,5 емк.

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 по ГОСТ Р 52425-2005 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. Замена оформляется актом в установленном порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнергосбыт» на присоединениях подстанции «Электрокотельная», г. Козьмодемьянск как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- измерительные трансформаторы – среднее время наработки на отказ: для трансформаторов тока ТЛШ-10 – не менее 400 000 часов; среднее время наработки на отказ: для трансформаторов напряжения НАМИ-10 не менее 440 000 час.

- счетчик – среднее время наработки на отказ: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М – не менее 140000 часов; среднее время восстановления 2 часа;

- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 45000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов передачи данных от счетчиков до сервера АИИС КУЭ;
- резервирование каналов передачи данных внешним системам.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);

Глубина хранения информации:

- счетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – не менее 30 лет;

- ИВК – 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 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Красноярскэнергосбыт» на присоединениях подстанции «Электрокотельная», г. Козьмодемьянск типографическим способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнергосбыт» на присоединениях подстанции «Электрокотельная», г. Козьмодемьянск определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Красноярскэнергосбыт» на присоединениях подстанции «Электрокотельная», г. Козьмодемьянск представлена в таблице 3.

Таблица 3. Комплектность АИИС КУЭ

Наименование (обозначение) изделия	Кол. (шт)
1	2
Трансформатор тока ТЛШ-10	12
Трансформатор напряжения НАМИ-10	4
Счетчик электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М	4
Системы информационно-измерительные контроля и учета энергопотребления "Пирамида"	1
УСВ-1	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Инструкция по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 47647-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Красноярскэнергосбыт» на присоединениях подстанции «Электрокотельная», г. Козьмодемьянск. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ» августе 2011 года.

Перечень основных средств поверки:

- 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 %.

Поверка измерительных компонентов АИИС КУЭ проводится в соответствии со следующими нормативными документами по поверке:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-20003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика 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»;
- Счетчик СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГСИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- Средства измерений МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Средства измерений МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- Устройство синхронизации времени УСВ-1 – в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.04 г.;

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Красноярскэнергосбыт» на присоединениях подстанции «Электрокотельная», г. Козинск».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Красноярскэнергосбыт» на присоединениях подстанции «Электрокотельная», г. Козинск

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 (МЭК 62053-21:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».

ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии классов точности 0,2S и 0,5S.

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

«Инструкция по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Красноярскэнергосбыт» на присоединениях подстанции «Электрокотельная», г. Козинск».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания «РусЭнергоМир»
(ООО УК «РусЭнергоМир»)

Юридический адрес:

630096, г. Новосибирск, ул. Станционная, 46б

Фактический адрес:

630096, г. Новосибирск, ул. Станционная, 46б

Тел. (383) 230-24-06, Факс: (383) 230-24-06, доп. 230

Испытатель

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»).

Аттестат аккредитации №30007-09.

Адрес: 630004 г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4., тел. (383)210-08-14.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п. «_____» _____ 2011 г.