

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Чита» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения и передачи информации.

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-ый уровень - измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) классов точности 0,2 и 0,2S, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,5, счетчики активной и реактивной электроэнергии типа Альфа А1800 класса точности 0,2S (в части активной электроэнергии), класса точности 0,5 (в части реактивной электроэнергии), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-ой уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) RTU-325 (зав. № 3635), устройство синхронизации времени типа УССВ-35HVS, коммутационное оборудование.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера филиала ОАО «Федеральная Сетевая Компания Единой Энергетической Системы» – МЭС Сибири (филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Сибири) не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии (далее - ОРЭ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации времени типа УССВ-35HVS; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе ПК; каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных и программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР».

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

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности с учетом коэффициентов трансформации, которые усредняются за 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД уровня ИВК регионального Центра энергоучета, где производится обработка измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации), сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

Контроль времени в часах счетчиков АИИС КУЭ автоматически выполняет УСПД, при каждом сеансе опроса (один раз в 30 минут), корректировка часов счетчиков выполняется автоматически в случае расхождения времени часов в счетчике и УСПД на величину более ± 1 секунды.

Корректировка часов УСПД выполняется автоматически, устройство синхронизации времени УССВ-35HVS, которое подключено к УСПД по интерфейсу RS-232. Корректировка часов УСПД выполняется ежесекундно.

В ИВК также используются устройства синхронизации времени УССВ-35HVS, принимающие сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов сервера ИВК выполняется ежесекундно по сигналам УССВ-35HVS. При нарушении связи между УСПД и подключенного к нему УССВ-35HVS, время часов УСПД корректируется от сервера ИВК автоматически в случае расхождения часов УСПД и ИВК на величину более ± 1 секунды.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР». ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии и УСПД, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействии со смежными системами АИИС КУЭ.

ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Наименование файла	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
Программа-планировщик опроса и передачи данных	v. 11.07.01.01	7e87c28fdf5ef99142ad5734ee7595a0	amrserver.exe	MD5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД	v. 11.07. 01.01	a38861c5f25e237e79110e1d5d66f37e	amrc.exe	MD5
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД		e8e5af9e56eb7d94da2f9dff64b4e620	amra.exe	
Драйвер работы с БД		0ad7e99fa26724e65102e215750c655a	cdbora2.dll	
Библиотека шифрования пароля счетчиков		0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c	encryptdll.dll	
Библиотека сообщений планировщика опросов		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	alphamess.dll	

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО 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 1-ого уровня и 2-ого уровней АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав 1-ого и 2-ого уровней уровня АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Измерительные компоненты				Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик статический трёхфазный переменного тока активной/реактивной энергии	УСПД	
1	2	3	4	5	6	7
ПС 500 кВ «Чита»						
6	ОВ - 220	ТГФ220-П* УХЛ1 класс точности 0,2 Ктт=1000/5 Зав. № 61; 62; 54 Госреестр № 20645-05	НАМИ-220 УХЛ1 класс точности 0,5 Ктн=220000/√3/100/√3 Зав. № 12; 13; 14 Госреестр № 20344-05	A1802RAL-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01232038 Госреестр № 31857-11	RTU-325 зав. № 3635 Госреестр № 37288-08	активная реактивная
2	ВЛ 220 кВ Чита - 500 - Читинская ТЭЦ - 1, I цепь (ВЛ - 293)	ТГФ220-П* УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=1000/5 Зав. № 1390; 1392; 1393 Госреестр № 36671-08	НАМИ-220 УХЛ1 класс точности 0,5 Ктн=220000/√3/100/√3 Зав. № 10; 15; 16 Госреестр № 20344-05	A1802RAL-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01232933 Госреестр № 31857-11		активная реактивная
4	ВЛ 220 кВ Чита - 500 - Читинская ТЭЦ - 1, II цепь (ВЛ - 296)	ТГФ220-П* УХЛ1 класс точности 0,2S Ктт=1000/5 Зав. № 1387; 1384; 1389 Госреестр № 36671-08	НАМИ-220 УХЛ1 класс точности 0,5 Ктн=220000/√3/100/√3 Зав. № 73; 72; 11 Госреестр № 20344-05	A1802RAL-P4GB-DW-4 класс точности 0,2S/0,5 Зав. № 01232042 Госреестр № 31857-11		активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm\delta$), %			Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,87$	$\cos \varphi = 0,8$
1	2	3	4	5	6	7	8
6 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,1	1,3	1,4	1,2	1,4	1,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1	1,2
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1
2, 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	1,1	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	0,8	0,9	1,0	1,0	1,1	1,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Метрологические характеристики ИК			
		Основная относительная погрешность ИК, ($\pm d$), %		Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ($\pm d$), %	
		$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,87$ ($\sin \varphi = 0,5$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)
1	2	3	4	5	6
6 (ТТ 0,2; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,5	2,1	2,9	2,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,7	1,4	2,2	2,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,3	2,1	1,9
2, 4 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,4	2,0	2,7	2,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,9	1,6	2,4	2,1
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,6	1,3	2,1	1,9
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,6	1,3	2,1	1,9

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия эксплуатации :

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от $0,98 \cdot U_n$ до $1,02 \cdot U_n$;
- диапазон силы тока - от I_n до $1,2 \cdot I_n$;
- коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) – 0,87 (0,5);
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

Температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 °С до 50 °С; счетчиков - от 18 °С до 25 °С; ИВКЭ - от 10 °С до 30 °С; ИВК - от 10 °С до 30 °С.

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 $0,05 \cdot I_{Н1}$ до $1,2 \cdot I_{Н1}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 30 °С 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 $1,2 \cdot I_{Н2}$; коэффициент мощности $\cos\varphi(\sin\varphi)$ - 0,8 - 1,0 (0,6 - 0,5); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
 - температура окружающего воздуха - от 10 °С до 30 °С;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.
5. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в части активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в части реактивной электроэнергии.
6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

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 типа Альфа А1800 – среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов, среднее время восстановления работоспособности 48 часов;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее 100000 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 счетчика и УСПД фиксируются факты:
- параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция времени.

Защищенность применяемых компонентов:

наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД.

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.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);

- УСПД (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях при отключении питания – до 5 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 учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Чита» типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Кол-во, шт.
Трансформаторы тока ТГФ220-II* УХЛ1	9
Трансформаторы напряжения НАМИ-220 УХЛ1	9
Устройство сбора и передачи данных (УСПД) типа RTU-325	1
Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800	3
УССВ-35HVS	1
Методика поверки	1
Формуляр	1
Руководство по эксплуатации	1

Поверка

осуществляется по документу МП 56435-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Чита». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2013 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»;
- средства измерений по МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей».
- средства измерений МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- счетчиков типа Альфа А1800 – в соответствии с документом МП 2203-0042-2006 «Счётчики электрической энергии трёхфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- УСПД RTU-325 – по документу "Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005 МП.» 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 с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Чита».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Чита»

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
3. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
4. ГОСТ 7746–2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
5. ГОСТ 1983–2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
6. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
7. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23:2003) «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
8. «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 500 кВ «Чита».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Открытое акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»

(ОАО «ФСК ЕЭС»)

Адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Тел: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

E-mail: info@fsk-ees.ru

<http://www.fsk-ees.ru/>

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Инженерный центр
«ЭНЕРГОАУДИТКОНТРОЛЬ» (ООО «ИЦ ЭАК»)

Юридический адрес: 123007, г. Москва, ул. 1-ая Магистральная, д. 17/1, стр. 4

Тел. (495) 620-08-38

Факс (495) 620-08-48

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

Ф.В. Булыгин

М.п. " ____ " _____ 2014 г.