

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 1150 кВ Алтай (вторая очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 1150 кВ Алтай (вторая очередь) (далее - АИИС) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии, средней активной и реактивной электрической мощности, измерения времени в координированной шкале времени UTC (SU).

Описание средства измерений

АИИС представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический и по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии средств измерений со стороны серверов организаций–участников оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т. п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС;
- измерение времени.

АИИС имеет трехуровневую структуру:

- 1-й уровень - измерительно-информационные комплексы точек измерений (далее - ИИК ТИ);
- 2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ) с функциями ИВК;
- 3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс МЭС Сибири – филиала ОАО «ФСК ЕЭС» (расположен в г. Красноярск, далее – ИВК);

ИИК ТИ включают в себя:

- трансформаторы тока (далее - ТТ) и их вторичные цепи;
- трансформаторами напряжения (далее - ТН) и их вторичные цепи;
- счётчики электроэнергии.

ИВКЭ включают в себя:

- устройство сбора и передачи данных (далее - УСПД) с функцией ИВК. В качестве УСПД используется устройство сбора и передачи данных RTU-325 (Госреестр № 37288-08);
- автоматизированное рабочее место;

- каналы связи для передачи измерительной информации;
- устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS.

ИВК включает в себя:

- коммуникационный сервер;
- сервер баз данных;
- автоматизированные рабочие места;
- каналобразующую аппаратуру.

Принцип действия АИИС основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение) с использованием электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), измерении и интегрировании мгновенной мощности с использованием счетчиков электрической энергии, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

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. Мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются 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 в течение интервала времени 30 минут. По окончании этого интервала времени накопленное количество импульсов из каждого регистра переносится в долговременную энергонезависимую память с указанием времени измерений в шкале координированного времени UTC(SU).

УСПД в составе ИВКЭ осуществляет:

- один раз в 30 минут опрос счетчиков электрической энергии и сбор результатов измерений;
- обработку, заключающуюся в пересчете количества накопленных импульсов за период 30 минут в именованные величины;
- пересчет результатов измерений с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН;
- хранение результатов измерений в базе данных;
- передачу результатов измерений в ИВК.

В ИВК осуществляется:

- сбор данных с уровня ИВКЭ;
- хранение полученных в результате обработки приращений электроэнергии в базе данных;
- визуальный просмотр результатов измерений из базы данных;
- формирование XML-файлов с применением средств электронной цифровой подписи.
- передача результатов измерений в ИВК ОАО «ФСК ЕЭС», ПАО «АТС», филиал ОАО «СО ЕЭС» Алтайское РДУ, другим субъектам ОРЭ и структурным подразделениям ОАО «ФСК ЕЭС».

АИИС выполняет функцию измерения времени в шкале UTC. Данная функция осуществляется следующим образом. Устройство синхронизации системного времени

УССВ-35HVS осуществляет прием и обработку сигналов системы GPS и передачу меток времени в УСПД в постоянном режиме по протоколу NTP с использованием программной утилиты. УСПД формирует свою шкалу времени и далее передает ее на уровень ИИК ТИ. При каждом опросе счетчика УСПД вычисляет поправку времени часов счетчика. И если поправка превышает величину ± 2 с, УСПД формирует команду на синхронизацию счетчика.

Информационные каналы связи в АИИС построены следующим образом:

- посредством волоконно-оптической линии связи (ВОЛС) для передачи данных от ИИК ТИ в УСПД;
- единой технологической сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ) для передачи данных от ИВКЭ в ИВК (основной канал);
- посредством канала стандарта GSM/GPRS для передачи данных от ИВКЭ в ИВК (резервный канал связи);
- посредством спутникового канала связи (малые земные станции спутниковой связи - МЗССС) для передачи данных от ИВКЭ в ИВК (резервный канал);
- телефонной сети общего пользования (ТФСОП) для передачи данных от ИВКЭ в ИВК (резервный канал);

ИИК ТИ, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

Перечень измерительных компонентов в составе ИК АИИС приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень измерительных компонентов (СИ) в составе ИК АИИС

№ ИК	Наименование ИК	Класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип СИ, модификация			
20	Ввод 110 кВ Т-1	ТТ	Кл. т. 0,5S; Г. р. № 56255-14; К _{ТТ} =100/1	А	ТВ-ЭК исп. М1		
				В	ТВ-ЭК исп. М1		
				С	ТВ-ЭК исп. М1		
		ТН	Кл. т. 0,5; Г. р. № 1188-84; К _{ТН} =110000/100	А	НКФ110-83У1		
				В	НКФ110-83У1		
				С	НКФ110-83У1		
		Счетчик	Кл. т. 0,2S/0,5, Г. р. № 31857-11; К _{сч} =1	Альфа А1800: А1802-RALQ-P4G-DW-4			
		УСПД	Г. р. № 37288-08; К _{успд} =110000	RTU-325: RTU-325 E1-512-M3-B8-Q-12-G			
		21	Ввод 110 кВ Т-2	ТТ	Кл. т. 0,5S; Г. р. № 56255-14; К _{ТТ} =100/1	А	ТВ-ЭК исп. М1
						В	ТВ-ЭК исп. М1
						С	ТВ-ЭК исп. М1
				ТН	Кл. т. 0,5; Г. р. № 1188-84; К _{ТН} =110000/100	А	НКФ110-83У1
В	НКФ110-83У1						
С	НКФ110-83У1						
Счетчик	Кл. т. 0,2S/0,5, Г. р. № 31857-11; К _{сч} =1			Альфа А1800: А1802-RALQ-P4G-DW-4			
УСПД	Г. р. № 37288-08; К _{успд} =110000			RTU-325: RTU-325 E1-512-M3-B8-Q-12-G			

№ ИК	Наименование ИК	Класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип СИ, модификация
22	ТСН-10-41 АВР	ТТ	не используется, прямое включение	
		ТН	не используется, прямое включение	
		Счетчик	Кл. т. 0,5S/1 Г. р. № 31857-11; Ксч=1	Альфа А1800: А1802-RALQ-P4G-DW-4
		УСПД	Г. р. № 37288-08; Куспд=1	RTU-325: RTU-325 E1-512-M3-B8-Q-12-G
23	ТСН-10-42 АВР	ТТ	не используется, прямое включение	
		ТН	не используется, прямое включение	
		Счетчик	Кл. т. 0,5S/1 Г. р. № 31857-11; Ксч=1	Альфа А1800: А1802-RALQ-P4G-DW-4
		УСПД	Г. р. № 37288-08; Куспд=1	RTU-325: RTU-325 E1-512-M3-B8-Q-12-G

Программное обеспечение

В ИВК используется программное обеспечение «АльфаЦЕНТР».

Программное обеспечение выполняет функции информационного обмена с УСПД, в том числе сбора данных, передачи команд синхронизации часов, передачи результатов измерений в систему управления базами данных Oracle, представления результатов измерений, предотвращения несанкционированного доступа к результатам измерений и их изменения.

Программное обеспечение состоит из коммуникационного сервера, модуля доступа к базам данных, расчетного сервера, модуля шифрования данных.

Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Составляющая погрешности из-за влияния программного обеспечения не превышает единицы младшего разряда результата измерений.

Таблица 2 - Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Программное обеспечение имеет защиту от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствующую уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов.....	4
Границы допускаемой относительной основной погрешности измерений активной и реактивной электрической энергии, при доверительной вероятности $P=0,951$ в нормальных условиях применения.....	приведены в таблицах 3 и 4
Границы допускаемой относительной погрешности измерений активной и реактивной электрической энергии, при доверительной вероятности $P=0,95$ в рабочих условиях применения.....	приведены в таблицах 5 и 6
Предел допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC, с.....	не более ± 5
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут.....	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут.....	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам.....	автоматическое
Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных.....	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базе данных, лет.....	не менее 3,5
Ведение журналов событий ИВК, ИВКЭ и ИИК ТИ.....	автоматическое
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 40 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
Допускаемые значения информативных параметров:	
- ток для ИК № 20, 21, % от $I_{ном}$	от 2 до 120
- ток для ИК № 22, 23, А.....	от 0,1 до 120
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.
- коэффициент реактивной мощности, $\sin \varphi$	0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.

Таблица 3 - Границы допускаемой основной относительной погрешности измерения активной и реактивной энергии для ИК № 20, 21

I , % от $I_{ном}$	Коэффициент мощности	$\delta_{w_0}^A$, %	$\delta_{w_0}^P$, %
2	0,5	$\pm 4,8$	$\pm 2,4$
2	0,8	$\pm 2,6$	± 4
2	0,865	$\pm 2,2$	$\pm 4,9$
2	1	$\pm 1,6$	-
5	0,5	± 3	$\pm 1,8$
5	0,8	$\pm 1,7$	$\pm 2,6$
5	0,865	$\pm 1,5$	$\pm 3,1$
5	1	$\pm 1,1$	-

¹ Рассчитаны по методике РД 153-34.0-11.209-99

I, % от I _{ном}	Коэффициент мощности	$\delta_{W_o}^A, \%$	$\delta_{W_o}^P, \%$
20	0,5	± 2,2	± 1,2
20	0,8	± 1,2	± 1,9
20	0,865	± 1,1	± 2,2
20	1	± 0,9	-
100, 120	0,5	± 2,2	± 1,2
100, 120	0,8	± 1,2	± 1,9
100, 120	0,865	± 1,1	± 2,2
100, 120	1	± 0,9	-

Таблица 4 - Границы допускаемой основной относительной погрешности измерения активной энергии и реактивной энергии для ИК № 22, 23

I, % от I _{ном}	Коэффициент мощности	$\delta_{W_o}^A, \%$	$\delta_{W_o}^P, \%$
2	0,5	± 1,1	-
2	0,8	± 1,1	-
2	0,865	± 1,1	-
2	1	± 1,1	-
5	0,5	± 1,1	± 1,7
5	0,8	± 1,1	± 1,7
5	0,865	± 1,1	± 1,7
5	1	± 0,6	-
10	0,5	± 1,1	± 1,7
10	0,8	± 0,7	± 1,7
10	0,865	± 0,7	± 1,7
10	1	± 0,6	-
20, I _{max}	0,5	± 1,1	± 1,1
20, I _{max}	0,8	± 0,7	± 1,1
20, I _{max}	0,865	± 0,7	± 1,1
20, I _{max}	1	± 0,6	-

Таблица 5 - Границы допускаемой относительной погрешности активной и реактивной энергии в рабочих условиях применения для ИК № 20, 21

I, % от I _{ном}	Коэффициент мощности	$\delta_{W_o}^A, \%$	$\delta_{W_o}^P, \%$
2	0,5	± 4,8	± 2,8
2	0,8	± 2,7	± 4,2
2	0,865	± 2,4	± 5
2	1	± 1,8	-
5	0,5	± 3,0	± 2,2
5	0,8	± 1,8	± 2,9
5	0,865	± 1,6	± 3,4
5	1	± 1,2	-
20	0,5	± 2,3	± 1,8
20	0,8	± 1,4	± 2,3
20	0,865	± 1,3	± 2,6
20	1	± 1,0	-

I, % от I _{ном}	Коэффициент мощности	δ_{wo}^A , %	δ_{wo}^P , %
100, 120	0,5	± 2,3	± 1,8
100, 120	0,8	± 1,4	± 2,3
100, 120	0,865	± 1,3	± 2,6
100, 120	1	± 1,0	-

Таблица 6 - Границы допускаемой относительной погрешности активной и реактивной энергии в рабочих условиях применения для ИК № 22, 23

I, % от I _{ном}	Коэффициент мощности	δ_{wo}^A , %	δ_{wo}^P , %
2	0,5	± 1,8	-
2	0,8	± 1,8	-
2	0,865	± 1,8	-
2	1	± 1,8	-
5	0,5	± 1,8	± 3,1
5	0,8	± 1,8	± 3,1
5	0,865	± 1,8	± 3,1
5	1	± 1,1	-
10	0,5	± 1,8	± 3,1
10	0,8	± 1,6	± 3,1
10	0,865	± 1,6	± 3,1
10	1	± 1,1	-
20, I _{max}	0,5	± 1,8	± 2,9
20, I _{max}	0,8	± 1,6	± 2,9
20, I _{max}	0,865	± 1,6	± 2,9
20, I _{max}	1	± 1,1	-

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра П11500209-348/11-1-ФО «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ПС 1150 кВ Алтай (вторая очередь). Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность АИИС

Трансформаторы тока	
ТВ-ЭК исп. М1	6 шт.
Трансформаторы напряжения	
НКФ110-83У1	6 шт.
Счетчики электрической энергии:	
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный Альфа А1800	4 шт.
Технические средства ИВКЭ	
УСПД RTU-325	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS	1 шт.
Технические средства ИВК	

Коммуникационный сервер	1 шт.
Сервер архивов	1 шт.
Сервер баз данных	1 шт.
Устройство синхронизации системного времени УССВ-35HVS	1 шт.
Документация	
П11500209-348/11-1-ФО «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ПС 1150 кВ Алтай (вторая очередь). Формуляр	
37-30007-2014-МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 1150 кВ Алтай (вторая очередь). Методика поверки»	

Поверка

осуществляется в соответствии с документом 37-30007-2014-МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и ПС 1150 кВ Алтай (вторая очередь). Методика поверки», утвержденным ФГУП «СНИИМ» «25» ноября 2014 г.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП2-2У (Госреестр № 16373-08), мультиметр АРРА-109 (Госреестр № 20085-11), клещи токовые АТК-2001 (Госреестр № 43841-10), измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел» (Госреестр № 23070-05), переносной компьютер.

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

- измерительных трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003;
- измерительных трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков электрической энергии Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г;
- устройства сбора и передачи данных RTU-325 – в соответствии с документом «Устройство сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 1150 кВ Алтай (вторая очередь). Свидетельство об аттестации методики измерений № 224-01.00249-2014 от «25» ноября 2014 г.

Нормативные, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 1150 кВ Алтай (вторая очередь)

1. ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения;

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

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 Управляющая компания «РусЭнергоМир».

Адрес: 630087, г. Новосибирск, ул. Новогодняя, 24/1

Тел +7 (383) 349-81-00

Испытательный центр

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

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

факс (383) 210-1360, E-mail: director@sniim.ru.

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

«_____» _____ 2015 г.