

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии НПС «Нижнеудинская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии НПС «Нижнеудинская» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический и по запросу автоматический сбор привязанных к времени в шкале UTC(SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах в базе данных;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с базами данных;
- передача результатов измерений по электронной почте внешним организациям;
- предоставление контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии объектов и средств измерений по запросу со стороны внешних систем;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает три уровня:

- 1-й уровень – информационно-измерительные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- 2-ой уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ);
- 3-ий уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК).

ИИК ТИ включают в себя: трансформаторы тока (ТТ) со вторичными цепями; трансформаторы напряжения (ТН) со вторичными цепями; счетчики электроэнергии.

ТТ и ТН, входящие в состав ИИК ТИ, выполняют функции масштабного преобразования тока и напряжения.

Мгновенные значения аналоговых сигналов тока и напряжения преобразуются счетчиками электрической энергии АИИС КУЭ в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности, вычисление активной мощности осуществляется путем интегрирования на временном интервале 20 мс мгновенных значений электрической мощности; полной мощности путем перемножения среднеквадратичных значений тока и фазного напряжения и реактивной мощности из измеренных значений активной и полной мощности. Вычисленные значения мощности

преобразуются в частоту следования импульсов телеметрии, число которых подсчитывается на интервале времени 30 минут и сохраняется во внутренних регистрах счетчика вместе с временем окончания интервала интегрирования в шкале UTC(SU).

ИВКЭ АИИС обеспечивает сбор результатов измерений, хранящихся в памяти счетчиков электрической энергии, хранение результатов измерений, передачу результатов измерений на уровень ИВК, синхронизацию шкалы времени часов счетчиков со шкалой времени UTC. ИВКЭ включает в себя контроллер сетевой индустриальный типа СИКОН С70 (Г.р. № 28822-05), выполняющий функции устройства сбора и передачи данных (УСПД), и устройство синхронизации времени типа УСВ-3 (Г.р. № 51644-12).

ИВК АИИС осуществляет сбор результатов измерений, хранящихся в базе данных УСПД, хранение результатов измерений, математическую обработку результатов измерений, ведение журналов событий, передачу результатов измерений во внешние системы, в том числе в ПАК ОАО «АТС» и смежным субъектам по протоколу SMTP (спецификация RFC 821) в формате XML 1.0, результаты измерений защищены электронной цифровой подписью. ИВК состоит из связующих компонентов и серверного оборудования. В ИВК используется программное обеспечение системы автоматизированной информационно-измерительной «Энергосфера» (Г.р. № 54813-13).

Уровни ИИК ТИ и ИВКЭ соединены между собой посредством шины интерфейса RS-485.

Уровни ИВКЭ и ИВК соединены между собой основным и резервным каналами связи. В качестве основного канала связи использована транспортная сеть ОАО «Связьтранснефть», в качестве резервного канала использованы средства спутниковой связи.

Система обеспечения единого времени работает следующим образом. Устройство синхронизации времени в составе ИВКЭ обеспечивает прием и обработки сигналов глобальной спутниковой навигационной системы, формируя шкалу времени UTC. УСПД в составе ИВКЭ обеспечивает синхронизацию собственных часов с часами устройства синхронизации времени. УСПД обеспечивает формирование команды синхронизации часов счетчиков в составе ИИК ТИ с собственными часами ежесуточно.

Таблица 1 – Перечень измерительных каналов (ИК) и их состав

№ ИК	Наименование	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип и модификация (при наличии)	
31	ЗРУ 6 кВ, Ввод №1	ТТ	КТ 0,2S, К _{ТТ} = 2000/5, Г.р. № 51623-12	А	ТОЛ-СЭЩ; ТОЛ-СЭЩ-10-21
				В	ТОЛ-СЭЩ; ТОЛ-СЭЩ-10-21
				С	ТОЛ-СЭЩ; ТОЛ-СЭЩ-10-21
		ТН	КТ 0,5, К _{ТН} = 6000:ÖВ/100:ÖВ, Г.р. № 46738-11	А	ЗНОЛ: ЗНОЛП-6
				В	ЗНОЛ: ЗНОЛП-6
				С	ЗНОЛ: ЗНОЛП-6
Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			
24	ЗРУ 6 кВ, Ввод №2	ТТ	КТ 0,2S, К _{ТТ} = 2000/5, Г.р. № 51623-12	А	ТОЛ-СЭЩ; ТОЛ-СЭЩ-10-21
				В	ТОЛ-СЭЩ; ТОЛ-СЭЩ-10-21
				С	ТОЛ-СЭЩ; ТОЛ-СЭЩ-10-21
		ТН	КТ 0,5, К _{ТН} = 6000:ÖВ/100:ÖВ, Г.р. № 46738-11	А	ЗНОЛ: ЗНОЛП-6
				В	ЗНОЛ: ЗНОЛП-6
				С	ЗНОЛ: ЗНОЛП-6
Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			

Продолжение таблицы 1

№ ИК	Наименование	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, № Госреестра СИ		Тип и модификация (при наличии)	
23	ЗРУ 6 кВ, Ввод №3	ТТ	КТ 0,2S, К _{тт} = 2000/5, Г.р. № 51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ; ТОЛ-СЭЩ-10-21
				B	ТОЛ-СЭЩ; ТОЛ-СЭЩ-10-21
				C	ТОЛ-СЭЩ; ТОЛ-СЭЩ-10-21
		ТН	КТ 0,5, К _{тн} = 6000:ÖВ/100:ÖВ, Г.р. № 46738-11	A	ЗНОЛ: ЗНОЛП-6
				B	ЗНОЛ: ЗНОЛП-6
				C	ЗНОЛ: ЗНОЛП-6
Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			
17	ЗРУ 6 кВ, Ввод №4	ТТ	КТ 0,2S, К _{тт} = 2000/5, Г.р. № 51623-12	A	ТОЛ-СЭЩ; ТОЛ-СЭЩ-10-21
				B	ТОЛ-СЭЩ; ТОЛ-СЭЩ-10-21
				C	ТОЛ-СЭЩ; ТОЛ-СЭЩ-10-21
		ТН	КТ 0,5, К _{тн} = 6000:ÖВ/100:ÖВ, Г.р. № 46738-11	A	ЗНОЛ: ЗНОЛП-6
				B	ЗНОЛ: ЗНОЛП-6
				C	ЗНОЛ: ЗНОЛП-6
Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М			
61	КРУ 6 кВ, Жил. поселок	ТТ	КТ 0,5S, К _{тт} = 100/5, Г.р. № 25433-03	A	ТЛО-10
				B	ТЛО-10
				C	ТЛО-10
		ТН	КТ 0,5, К _{тн} = 6000:ÖВ/100:ÖВ, Г.р. № 3344-04	A	ЗНОЛ.06: ЗНОЛ.06-6
				B	ЗНОЛ.06: ЗНОЛ.06-6
				C	ЗНОЛ.06: ЗНОЛ.06-6
Счетчик	КТ 0,2S/0,5, Г.р. № 27524-04	СЭТ-4ТМ.03			

Программное обеспечение

В АИИС используется программное обеспечение комплекса технических средств «Энергосфера».

Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В

Программное обеспечение имеет уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 - средний.

Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов (ИК).....	5
Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК и границы допускаемой относительной погрешности ИК в рабочих условиях применения при измерении активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности $P=0,95$ приведены в таблице 3	
Предел допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC(SU) не более, с.....	± 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 не менее, лет.....	3,5
Ведение журналов событий ИИК ТИ, ИВКЭ и ИВК	автоматическое
Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ:	
температура окружающего воздуха для:	
измерительных трансформаторов, °С	от минус 45 до 40;
для счетчиков, связующих компонентов, °С.....	от 0 до 40;
для оборудования ИВК, °С.....	от 10 до 35;
частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5;
напряжение сети питания (относительного номинального значения $U_{ном}$), % ..	от 90 до 110;
индукция внешнего магнитного поля, мТл	не более 0,5.
Допускаемые значения информативных параметров:	
ток, % от $I_{ном}$	от 2 до 120;
напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110;
коэффициент мощности, $\cos j$	0,5 инд. – 1,0 - 0,5 емк.
коэффициент реактивной мощности, $\sin j$	0,5 инд. – 1,0 - 0,5 емк.

Таблица 3 - Границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной (δ_W^A) и реактивной (δ_W^P) электрической энергии в рабочих условиях применения и границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии (δ_{W0}^A) для значений тока 2, 5, 20, 100, 120 % номинального и значений коэффициента мощности 0,5, 0,8, 0,87 и 1

I, % от $I_{ном}$	Коэффициент мощности	ИК 17, 23, 24, 31			ИК 61		
		$\pm\delta_W^A$, %	$\pm\delta_W^P$, %	$\pm\delta_{W0}^A$, %	$\pm\delta_W^A$, %	$\pm\delta_W^P$, %	$\pm\delta_{W0}^A$, %
2	0,5	2,2	2,1	2,1	4,8	2,8	4,8
2	0,8	1,5	2,5	1,3	2,6	4,4	2,6
2	0,87	1,4	2,7	1,3	2,3	5,4	2,2
2	1	1,3	-	1,0	1,7	-	1,6

Продолжение таблицы 3

I, % от Ином	Коэффици- ент мощности	ИК 17, 23, 24, 31			ИК 61		
		$\pm\delta_w^A$, %	$\pm\delta_w^P$, %	$\pm\delta_{wo}^A$, %	$\pm\delta_w^A$, %	$\pm\delta_w^P$, %	$\pm\delta_{wo}^A$, %
5	0,8	1,3	2,2	1,1	1,7	2,7	1,7
5	0,87	1,2	2,4	1,0	1,6	3,3	1,5
5	1	0,9	-	0,8	1,1	-	1,1
20	0,5	1,7	1,8	1,5	2,2	1,4	2,2
20	0,8	1,2	2,0	0,9	1,3	2,0	1,2
20	0,87	1,1	2,1	0,8	1,2	2,3	1,1
20	1	0,9	-	0,7	0,9	-	0,8
100, 120	0,5	1,7	1,8	1,5	2,2	1,3	2,2
100, 120	0,8	1,2	2,0	0,9	1,3	1,9	1,2
100, 120	0,87	1,1	2,1	0,8	1,2	2,3	1,1
100, 120	1	0,9	-	0,7	0,9	-	0,8

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра Г.0.0000.14026-ВСМН/ГТП-00.000-ФО Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии НПС «Нижнеудинская». Формуляр.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип, модификация	Кол-во, шт.
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ; ТОЛ-СЭЦ-10-21	12
Трансформаторы тока	ТЛО-10	3
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ; ЗНОЛП-6	12
Трансформаторы напряжения измерительные	ЗНОЛ.06; ЗНОЛ.06-6	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	1
Контроллер сетевой индустриальный	СИКОН С70	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии НПС «Нижнеудинская». Формуляр	Г.0.0000.14026-ВСМН/ГТП-00.000-ФО	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии НПС «Нижнеудинская». Методика поверки	МП-043-30007-2015	1

Поверка

осуществляется по документу МП-043-30007-2015 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии НПС «Нижеудинская». Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» в апреле 2015 г.

Основное поверочное оборудование: миллитесламетр портативный ТП2-2У (Г. р. № 16373-08), мультиметр АРРА-109 (Г. р. № 20085-11), вольтамперфазометр «Парма ВАФ-А» (Г. р. № 22029-10), измеритель комплексных сопротивлений электрических цепей «Вымпел» (Г. р. № 23070-05), тайм-сервер ФГУП «ВНИИФТРИ» из состава средств передачи эталонных сигналов времени и частоты ГСВЧ (поправка системных часов не более ± 10 мкс).

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

- измерительные трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217;
- измерительные трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216;
- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124РЭ1, утвержденной ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчики электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- контроллер сетевой индустриальный СИКОН С70 – в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 220.00.000И1, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» 17 января 2005 г.;
- устройство синхронизации времени УСВ-3 – в соответствии с методикой поверки ВЛСТ 240.00.000МП, утвержденной ФГУП «ВНИИФТРИ» 10 августа 2012 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии НПС «Нижеудинская» Свидетельство об аттестации методики измерений №238-01.00249-2015 от «28» апреля 2015 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии НПС «Нижеудинская»

1. ГОСТ Р 8.596-2002. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью Управляющая компания «РусЭнергоМир» (ООО УК «РусЭнергоМир»). Адрес: 630096, Новосибирская область, Новосибирск, ул. Станционная д. 46б, офис № 22, ИНН 5404338740, тел. (383) 349-81-00, e-mail: info@rusenergomir.ru.

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) 210-13-60. E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ 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.