

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Барнаульская тепломагистральная компания»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Барнаульская тепломагистральная компания» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии.

Описание средства измерений

Принцип действия АИИС КУЭ при измерении электрической энергии основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение), измерении и интегрировании на получасовом интервале мгновенной активной и реактивной мощности, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, характеризующих оборот товарной продукции;
- периодический (1 раз в сутки) и/или 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 на глубину не менее 3,5 лет;
- хранение результатов измерений электрической энергии в памяти счетчиков на глубину не менее 45 дней;
- обеспечение резервирования баз данных на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к базам данных для разных групп пользователей и ведение журнала событий;
- подготовка данных в XML формате для их передачи 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;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени);
- передачу журналов событий АИИС КУЭ.

АИИС КУЭ имеет трехуровневую структуру:

- первый уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счётчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приёма-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

- второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД) на базе контроллеров ЭКОМ-3000 (регистрационный номер 17049-04) и каналобразующую аппаратуру. Оборудование ИВКЭ расположено на Барнаульской ТЭЦ-2;

- третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) включает в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «Энергосфера», устройство синхронизации времени УСВ-1 (регистрационный номер 28716-05), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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

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 внутренних импульсов, число которых подсчитывается на интервале времени 30 минут и сохраняется во внутренних регистрах счетчика вместе с меткой времени окончания временного интервала в шкале UTC (SU).

Цифровой сигнал с выходов счётчиков по шинам интерфейса RS485 (основной и резервной) поступает на входы соответствующего GSM/GPRS терминала, далее информация по сети сотовой связи стандарта GSM/GPRS поступает в УСПД в составе ИВКЭ, где осуществляется обработка измерительной информации, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

Измерительная информация из УСПД по основному каналу связи посредством корпоративной сети передачи данных поступает на сервер. При отказе основного канала связи измерительная информация из УСПД поступает на GSM - модем, и далее резервному каналу связи, организованному на базе сотовой сети стандарта GSM, на сервер. На сервере осуществляется дальнейшая обработка поступающей информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение полученных данных, оформление отчётных документов, отображение информации на АРМ.

Передача результатов измерений с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) осуществляется из АРМ в программно-аппаратный комплекс АО «АТС», в филиал АО «СО ЕЭС» Новосибирское РДУ и филиал ПАО «МРСК Сибири»-«Алтайэнерго», Кузбасский филиал ООО «Сибирская генерирующая компания», а также в другие субъекты ОРЭ. Передача осуществляется по каналу связи с использованием протокола TCP/IP в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с Приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

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

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделяется система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК.

АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-1 (регистрационный номер 28716-05), синхронизирующим часы сервера по эталонным сигналам, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сличение часов сервера с УСВ-1 осуществляется по расписанию 15 минута каждого часа, корректировка часов сервера производится независимо от наличия расхождения.

УСПД в составе ИВКЭ АИИС КУЭ укомплектовано GPS-приемником, обеспечивающим коррекцию шкалы времени часов УСПД. Коррекция выполняется при выявлении поправки шкалы времени часов УСПД относительно шкалы времени GPS-приемника, превышающей по абсолютной величине одну секунду.

Сравнение показаний часов счётчиков с часами УСПД производится во время каждого сеанса связи. Коррекция часов счётчиков осуществляется при выявлении поправки шкалы времени часов счётчика относительно шкалы времени часов УСПД, превышающей по абсолютной величине одну секунду.

Факты коррекции времени с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счётчика, УСПД и сервера отражаются в соответствующих журналах событий.

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа обеспечивается:

- наличием защиты на программном уровне – возможностью установки многоуровневых паролей на счетчиках, УСПД и сервере;
- организацией доступа к информации ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала.

Перечень ИК и измерительных компонентов в их составе приведен в таблице 1. Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков электроэнергии, УСПД на аналогичные компоненты утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1, при условии обеспечения совместимости. Замена оформляется в соответствии с МИ 2999.

Таблица 1 – Перечень ИК и измерительных компонентов в их составе.

№ ИК	Наименование	Вид СИ, класс точности, коэффициент преобразования, рег. №		Тип (модификация)	
		1	2	3	4
1	ПС 110/10 кВ «Центральная» №3, РУ-10 кВ, 3 сек. шин 10 кВ, яч.15	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 1856-63	ф. А	ТВЛМ-10
				ф. С	ТВЛМ-10
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 16687-13	ф. А	НАМИТ-10
				ф. В	
ф. С					
Счетчик	КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М: СЭТ-4ТМ.03М.01			
2	ПС 110/10 кВ «Центральная» № 3, РУ-10 кВ, 4 сек. шин 10 кВ, яч.36	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1856-63	ф. А	ТВЛМ-10
				ф. С	ТВЛМ-10
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	ф. А	НТМИ-10-66
				ф. В	
ф. С					
Счетчик	КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М: СЭТ-4ТМ.03М.01			

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4	
3	РУ-10 кВ ПКФ Силикатчик, КЛ-10 кВ Силикатчик	ТТ	КТ 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 6009-77	ф. А	ТОЛ-10
				ф. С	ТОЛ-10
		ТН	КТ 0,5 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 831-69	ф. А	НТМИ-10-66
				ф. В	
ф. С					
Счетчик	КТ 0,5S/1 Рег. № 36697-12	СЭТ-4ТМ.03М: СЭТ-4ТМ.03М.01			

Примечание – В состав всех измерительных каналов входят УСПД типа ЭКОМ-3000 (Рег. № 17049-04) и устройство синхронизации времени УСВ-1 (Рег. № 28716-05)

В АИИС КУЭ предусмотрено пломбирование крышек зажимов счетчиков и коробок испытательных во вторичных цепях ТТ и ТН.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ использовано программное обеспечение «Энергосфера» версии 8.

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

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

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)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Метрологические и технические характеристики
приведены в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Метрологические характеристики АИИС КУЭ

I, % от I _{ном}	Коэффициент мощности	ИК № 1 – ИК № 3		
		$\delta_{w_0}^A, \%$	$\delta_w^A, \%$	$\delta_w^P, \%$
1	2	3	4	5
5	0,50	±5,5	±5,7	±4,0
5	0,80	±3,0	±3,4	±5,3
5	0,87	±2,7	±3,1	±6,2
5	1,00	±1,8	±2,1	-
20	0,50	±3,0	±3,3	±3,2
20	0,80	±1,7	±2,2	±3,7
20	0,87	±1,5	±2,1	±4,1
20	1,00	±1,2	±1,5	-
100, 120	0,50	±2,3	±2,7	±3,1
100, 120	0,80	±1,4	±2,0	±3,4

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5
100, 120	0,87	±1,2	±1,9	±3,6
100, 120	1,00	±1,0	±1,4	-
<p>Примечание:</p> <p>1. Нормальные условия измерений – по ГОСТ Р 52320-2005, ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005</p> <p>2. Пределы допускаемых значений отклонений меток времени, формируемых СОЕВ, относительно шкалы времени UTC не более ±5 с</p> <p>3. $\delta_{w_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии и активной средней мощности</p> <p>4. δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии и активной средней мощности в рабочих условиях применения</p> <p>5. δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии и реактивной средней мощности в рабочих условиях применения</p>				

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование	Значение
Количество измерительных каналов (ИК), шт.	3
Период измерений активной и реактивной средней электрической энергии, мин	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, мин	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	автоматическое
Формирование базы данных с результатами измерений	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базе данных ИВК, лет, не менее	3,5
Глубина хранения результатов измерений в ИИК ТИ, суток, не менее	45
Ведение журналов событий ИВК, ИВКЭ и ИИК ТИ	автоматическое
Температура окружающего воздуха для:	
- измерительных трансформаторов, °С	от -45 до +40
- счетчиков, связующих компонентов, °С	от 0 до +40
- оборудования ИВКЭ, ИВК, °С	от +10 до +35
Частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5
Напряжение сети питания, % от Уном	от 90 до 110
Индукция внешнего магнитного поля, мТл, не более	0,5
Допускаемые значения информативных параметров:	
- ток, % от Iном	от 5 до 120
- напряжение, % от Уном	от 90 до 110;
- коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,5 инд. –1,0 – 0,8 емк.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра ЕКМН.411711.029.ФО Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Барнаульская тепломагистральная компания». Паспорт-формуляр

Комплектность средства измерений

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	2
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М: СЭТ-4ТМ.03М.01	3
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Сервер баз данных	Dell PowerEdge R630	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	1
Автоматизированное рабочее место	АРМ	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Барнаульская тепломагистральная компания». Паспорт-формуляр	ЕКМН.411711.029.ФО	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Барнаульская тепломагистральная компания». Методика поверки	МП-103-РА.RU.310556-2017	1

Поверка

осуществляется по документу МП-103-РА.RU.310556-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Барнаульская тепломагистральная компания». Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 26 июля 2017 г.

Основные средства поверки:

- NTP серверы, работающие от рабочих шкал Государственного первичного эталона времени, частоты и национальной шкалы времени и вторичных эталонов ВЭТ 1-5 и ВЭТ 1-7;
- для ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- для ТН по ГОСТ 8.216-2011;
- для счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» в 04 мая 2012 г.;
- для устройства сбора и передачи данных ЭКОМ-3000 в соответствии с документом МП 26-262-99, утвержденным ФГУП «УНИИМ» в 28 декабря 1999 г.;
- для устройства синхронизации времени УСВ-1 в соответствии с документом ВЛСТ221.00.000МП, утвержденному 15 декабря 2014 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Барнаульская тепломагистральная компания». Свидетельство об аттестации методики измерений № 335-РА.RU.311735-2017 от 03 июля 2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «Барнаульская тепломагистральная компания»

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Интер РЭК» (ООО «Интер РЭК»)

ИНН 7716712474

Адрес: 107113, г. Москва, улица Сокольнический вал, дом 2, помещение 23

Телефон: +7 (495) 978-47-96

Испытательный центр

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

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7(383) 210-13-60

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.

« ____ » _____ 2017 г.