

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Тобольской ТЭЦ филиала ОАО «Фортум» с Изменением №1

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Тобольской ТЭЦ филиала ОАО «Фортум» с Изменением № 1 является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии Тобольской ТЭЦ филиала ОАО «ТГК-10», Сертификат об утверждении типа RU.E.34.024.A № 28269, регистрационный № 35151-07 и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 31, 32, 33, 34, 35, 36.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Тобольской ТЭЦ филиала ОАО «Фортум» с Изменением №1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и /или 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, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера 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 КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,2S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счётчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М классов точности 0,2S по

ГОСТ Р 52323-2005 для активной электроэнергии, 0,5 по ГОСТ Р 52425-05 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

2-й уровень – устройства сбора и передачи данных (УСПД) «ЭКОМ-3000» со встроенным приемником синхронизации времени GPS и технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД), устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

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. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по линиям связи на третий уровень системы (сервер БД).

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН и алгоритмов расчета потерь в элементах сети при установке приборов учета не на границе сетей, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, через основной или резервные каналы связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя GPS-приемник сигналов точного времени, установленный в УСПД, встроенные часы сервера АИИС КУЭ, УСПД и счетчиков. Время УСПД синхронизировано с сигналами точного времени от GPS-приемника. Сравнение времени GPS-приемника со временем УСПД происходит непрерывно. Погрешность синхронизации не более 0,1 с. Сличение времени УСПД с временем сервера осуществляется при каждом сеансе связи. Корректировка времени сервера производится по достижении допустимого расхождения времени сервера и УСПД  $\pm 3$  с. Сличение времени УСПД и счетчиков осуществляется при каждом сеансе связи, корректировка времени счетчиков происходит при расхождении со временем УСПД на  $\pm 3$  с. Погрешность системного времени не превышает  $\pm 5$  с/сут.

## **Программное обеспечение**

В системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Тобольской ТЭЦ филиала ОАО «Фортум» используется программно-технический комплекс (ПТК) «ЭКОМ», Регистрационный № 19542-05, представляющий собой совокупность технических устройств (аппаратной части ПТК) и программного комплекса (ПК) «Энергосфера» в состав которого входит специализированное ПО. ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных, передаваемых из УСПД ИВКЭ в ИВК по интерфейсу Ethernet, является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера».

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» (по МИ 3286-2010). Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

Наименование программного обеспечения	Идентификационное наименование программного обеспечения	Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	Цифровой идентификатор программного обеспечения (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения
1	2	3	4	5
ПК «Энергосфера»	Консоль администратора , AdCenter.exe	6.4.56.955	79fa0d977eb187de7ba26abf2ab234e2	MD5
	Редактор структуры объектов учёта и расчётных схем, AdmTool.exe	6.4.154.5584	c1030218fb8cdea44a86f04aa15d7279	MD5
	Автоматический контроль системы, AlarmSvc.exe	6.4.40.460	ed9e4b2bfd0466b2d5a31352e4237f33	MD5
	Архив, archiv.exe	6.4.6.241	9ac43cf5deda3d4dda81180cd7e9abea	MD5
	Настройка параметров УСПД ЭКОМ, config.exe	6.4.89.1143	dd33bb86ae2531a0cebe14e62b5d61c2	MD5
	CRQonDB.exe	6.4.23.341	0b7acffa6ade86681240609fc36f9176	MD5
	Автоматизированное рабочее место, ControlAge.exe	6.4.116.1437	3ebc4650db73557ab75ac8377114db0f	MD5
	Центр экспорта/импорта макетных данных, expimp.exe	6.4.103.2504	06c0826fd43b96af5649f74f0b2acb5a	MD5
	Импорт из Excel, dts.exe	6.4.34.248	91df2bfa5cd0848fcd0838bf85f797d5	MD5
	ECollect.exe	6.4.55.1102	d248e109e56ea13b3289a17d393e8aad	MD5
	Ручной ввод, HandInput.exe	6.4.30.311	62652a7cf585c0890253872284720b6d	MD5
	Менеджер программ, SmartRun.exe	6.4.54.639	7a26ad0b2175a0421e584af5bb22ece3	MD5
	Сервер опроса, Pso.exe	6.4.57.1683	a121f27f261ff8798132d82dcf761310	MD5
	FullCheckProsoftDongles.exe	6.4.6.57	8797a7a6540a3e64332b6aea10f5184b	MD5
	Анализатор 485, spy485.exe	6.4.9.222	3df8abaec3ee11dce4d6f9a8c2466f09	MD5

1	2	3	4	5
ПК «Энерго-сфера»	Тоннелепрокладчик, TunnelEcom.exe	6.4.1.63	3027cf475f05007ff43c79c053805399	MD5
	CapiCom.dll	2.1.0.2	9130cce19b5db3d2e31f9f789263fc4a	MD5
	UnRAR.dll	3.93.100.73	0087f6f680befda997b357bd55be991c	MD5
	Ecom_Data.dll	6.4.154.5584	a6a5e600465b861d0310b76ffa0c5b42	MD5
	bsTechTree.dll	1.4.3.1	35199a397dd2e806502459a530606b8a	MD5
	midas.dll	7.0.4.453	a82285dda6f4778e5504fdf463f263e8	MD5
	gdiplus.dll	5.2.6001.22319	4721ab485e0c29cd1617a5f296b9cc47	MD5
	Ecom_Losses.dll	6.4.154.5584	69ed37e4e80a17ed4363fadbfa1bf43d	MD5
	FrmGui.dll	6.4.116.1437	b66a998220c1b8d4f6583d0acc1004e2	MD5
	grddrv.dll	5.2.0.65	eb522782512d5d37d72e3cdde76c545b	MD5
	grdsrv.exe	5.1.1.5	84abd24cb77d7f0ee4079af4b29f6bec	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и метрологические характеристики ИК

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1		2	3	4	5	6	7	8
31	3Г	ТШЛ-20-1 8000/5 Кл.т.0,2S Зав. № 4 Зав. № 5 Зав. № 6	ЗНОЛ.06-10У3 10500:√3/ 100: √3 Кл.т 0,5 Зав.№3849 Зав.№3833 Зав.№3881	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807090995	ЭКОМ-3000 Зав. № 12051075	Активная,  реактивная	±0,8  ±1,7	±1,6  ±2,9
32	5Г	JKQ 870C 8000/5 Кл.т.0,2S Зав.№2010. 1723.01/3 Зав.№2010. 1723.01/2 Зав.№2010. 1723.01/1	TJC 6-G 10500:√3/ 100:√3 Кл.т 0,5 Зав.№ 1VL T5210004296 Зав.№ 1VL T5210004297 Зав.№ 1VL T5210004298	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0805090844				

1	2	3	4	5	6	7	8
33	ВЛ-220 кВ Тоб.ТЭЦ «Иртыш цепь 1»	ТАТ 2000/5 Кл.т.0,2S Зав. № 10061452 Зав. № 10061448 Зав. № 10061449	НАМИ-220 УХЛ1 220000:√3/ 100:√3 Кл.т 0,5 Зав. № 1783 Зав. № 1784 Зав. № 1785	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807090903			
34	ВЛ-220 кВ Тоб.ТЭЦ «Иртыш цепь 2»	ТАТ 2000/5 Кл.т.0,2S Зав. № 10061450 Зав. № 10061451 Зав. № 10061447	НАМИ-220 УХЛ1 220000:√3/ 100: √3 Кл.т 0,5 Зав. № 1786 Зав. № 1787 Зав. № 1788	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803090213			
35	Тоб.ТЭЦ «Полимер- 1» ГРУ- 10кВ, яч.6	ТПЛ-20 4000/5 Кл.т.0,2S Зав. №132 Зав. №133 Зав. №134	НТМИ-10- 66У3 10000:√3/ 100:√3 Кл.т 0,5 Зав №3576	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0803090199	ЭКОМ 3000 Зав. № 12051075	Актив- ная,  реак- тивная	±0,8  ±1,7
36	Тоб.ТЭЦ «Полимер- 2» ГРУ- 10кВ, яч.30	ТПЛ-20 4000/5 Кл.т.0,2S Зав. №135 Зав. №136 Зав. №137	НТМИ-10- 66У3 10000:√3/100 : √3 Кл.т 0,5 Зав №3588	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0807090735			

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовая);

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 ÷ 1,02) Уном; ток (1 ÷ 1,2) Ином, cosφ = 0,9 инд.;
- температура окружающей среды (20 ± 5) °С.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) Уном; ток (0,05 ÷ 1,2) Ином;
- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до + 70 °С, для счетчиков от минус 40 до + 60 °С, для УСПД от минус 10 до + 50 °С и сервера от + 15 до + 35 °С;

5. Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,01 Ином, cosφ = 0,8 инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии (20 ± 5) °С (для ТИ 31-34) и от минус 15 до + 30 °С (для ТИ 35, 36);

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как неотъемлемая часть.

8. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Госреестр средств измерений.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее 140000 ч, среднее время восстановления работоспособности не более 168 ч;
- УСПД среднее время наработки на отказ не менее 75000 ч, среднее время восстановления работоспособности 24 ч;
- ИВК – коэффициент готовности – не менее 0,99; среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи;

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и УСПД;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
  - выключение и включение УСПД;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
  - испытательной коробки;
  - УСПД;
  - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - электросчетчика,
  - УСПД,
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений - 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора - 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:  
электросчетчики - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток;  
УСПД – хранение информации не менее 35 суток; хранение информации при отключении питания не менее 1 года;  
сервер БД - хранение информации не менее 3,5 лет.

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Тобольской ТЭЦ филиала ОАО «Фортум» с Изменением №1.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ Тобольской ТЭЦ филиала ОАО «Фортум» с Изменением № 1 определяется проектной документацией на создание первоначальной и добавленной частей АИИС КУЭ, а также эксплуатационной документацией - руководство по эксплуатации системы и /или паспорт-формуляр, в который входит полный перечень технических средств, из которых комплектуются основные и добавленные измерительные каналы АИИС КУЭ.

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

### **Поверка**

осуществляется по методике поверки МП 35151-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Тобольской ТЭЦ филиала ОАО «Фортум» с Изменением №1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2011 году.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- Счетчик Альфа А1800 – по методике поверки «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки» МП-2203-0042-2006;
- УСПД «ЭКОМ-3000» – по методике поверки МП 26-262-99.

Средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком – по методике поверки на АИИС КУЭ Тобольской ТЭЦ филиала ОАО «Фортум» с Изменением №1.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) Тобольской ТЭЦ филиала ОАО «Фортум». Руководство по эксплуатации».

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Тобольской ТЭЦ филиала ОАО «Фортум» с Изменением №1.**

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ Р 52323-2005	«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	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».

ГОСТ 22261-94	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
ГОСТ Р 8.596-2002	ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

– осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

ООО «Прософт-Системы»

Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, 194-а.

Тел.: (343) 376-28-20

Факс (343) 376-28-30

**Испытательный центр**

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

Тел.: 8 (495) 437 55 77

Факс: 8 (495) 437 56 66

Электронная почта: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)

Аттестат аккредитации № 30004-08 от 27.06.2008 года

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п.

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2012 г.