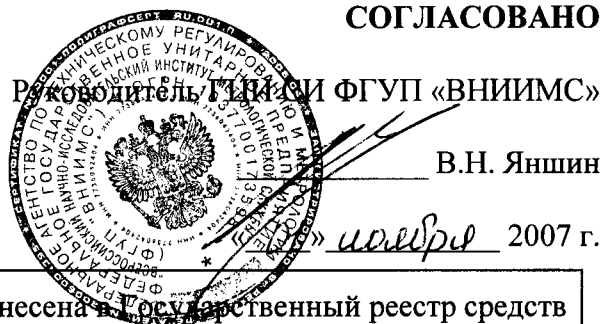


СОГЛАСОВАНО



<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и подсистема присоединений малой мощности ОАО «АК «Омскагрегат»</p>	<p>Внесена в государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>36231-07</u></p>
--	---

Изготовлена ООО «ЭнергоСнабСтройСервис-Холдинг» для коммерческого учета электроэнергии на объектах ОАО «АК «Омскагрегат» по проектной документации ООО «ЭнергоСнабСтройСервис-Холдинг», согласованной НП «АТС», заводской номер 051.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и подсистема присоединений малой мощности ОАО «АК «Омскагрегат» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «АК «Омскагрегат», сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, среднеинтервальной мощности;
- периодический (1 раз в полчаса, час, сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени состояния средств измерений и результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций-участников оптового рынка электроэнергии;
- передача результатов измерений по электронной почте в формате XML 1.0 по программно-задаваемым адресам, в т.ч. в РДУ «СО-ЦДУ ЕЭС» и ИАСУКУ НП «АТС»;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

Данное описание также распространяется на присоединения, суммарная присоединенная мощность которых составляет менее 2,5% от общей присоединенной мощности технологических объектов ОАО «АК «Омскагрегат», и не включенные в автоматизированную систему сбора данных. Сбор данных для предоставления XML-отчетности и проведения расчетов за отпущенную с таких точек (№1-10 на ОАО «АК «Омскагрегат») электроэнергию осуществляется путем ежемесячного снятия показания с цифровых индикаторов счетчиков электроэнергии.

ОПИСАНИЕ

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

АИИС КУЭ (точки измерений: 1-10 на ОАО «АК «Омскагрегат») включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ) классов точности 0,5 по ГОСТ 7746, напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 и счётчики активной и реактивной электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05 классов точности 0,5S по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (10 измерительных каналов).

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе «СИКОН С70», устройство синхронизации системного времени.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через интернет-провайдера.

АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации системного времени на основе приемника GPS сигналов точного времени УСВ-1. Время «СИКОН С70» скорректировано с временем приемника, сличение один раз в 30 минут, корректировка осуществляется при расхождении времени ± 1 с. Сличение времени счетчиков с временем УСПД один раз в сутки. Корректировка времени осуществляется при расхождении с временем «СИКОН С70» ± 2 с. Время сервера скорректировано с временем приемника, сличение один раз в час, корректировка осуществляется при расхождении времени ± 1 с. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Подсистема присоединений малой мощности представляет собой совокупность автономных измерительных каналов, не имеющих связи с верхним уровнем АИИС КУЭ. Подсистема состоит из ТТ класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, счётчики активной и реактивной электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05 классов точности 0,5S по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии и 1,0 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленных на объектах, указанных в Таблице 2 (всего 10 точек измерения). Часть счетчиков имеют прямое (безтрансформаторное) включение по напряжению.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1 и 2.

Таблица 1 – Состав и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера точек измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1 ТП-3 10 кВ яч.29 (Омскагрегат) от ПС 110/10 кВ «Центральная» ф.402 (Омскэнерго) код точки 552130004113101	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№15148 Зав.№15186	НОМ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав.№ 3589 Зав.№3517 Зав.№3526	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№0311061198				
2 ТП-25 10 кВ яч.106 (Омскагрегат) от ПС 110/10 кВ «Центральная» ф.406 код точки 552130005113201	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав.№33625 Зав.№30494	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав.№ 66	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№0311061190				
3 ТП-2 10 кВ яч.47 (Омскагрегат) от ПС 110/10 кВ «Центральная» ф.408 код точки 552130006113101	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№66910 Зав.№59639	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав.№ 145	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№0311061234				
4 ТП-3 10 кВ яч.28 (Омскагрегат) от ПС 110/10 кВ «Центральная» ф.411 (Омскэнерго) код точки 552130004113201	ТЛК-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№15158 Зав.№15478	НТМИ-10-6 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав.№ 309217	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№0311061213	«СИКОН С70» Зав.№ 01654	Активная, реактивная	± 1,2	± 3,3
5 ТП-19 10 кВ яч.72 (Омскагрегат) от ПС 110/10 кВ «Центральная» ф.415 (Омскэнерго) код точки 552130008113101	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№45425 Зав.№44496	НТМИ-10-6 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав.№ 4900	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№0311061184			± 2,8	± 5,2
6 ТП-19 10 кВ яч.84 (Омскагрегат) от ПС 110/10 кВ «Центральная» ф.415 (Омскэнерго) код точки 552130008113201	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№45810 Зав.№48032	НТМИ-10-6 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав.№ 4423	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№0311061205				
7 ТП-7 10 кВ яч.46 (Омскагрегат) от ПС 110/10 кВ «Центральная» ф.417 (Омскэнерго) код точки 552130009113101	ТВЛМ-10 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№53993 Зав.№57878	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав.№ 145	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№0311062030				

Продолжение таблицы 1

Номера точек измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
8	ТП-15 10 кВ яч.60 (Омскагрегат) от ПС 110/10 кВ «Центральная» ф.421 (Омскэнерго) код точки 552130010113101	ТОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав.№25643 Зав.№15543	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав.№ 155	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311062023	«СИКОН С70» Зав.№01654	Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 3,3 ± 5,2
9	ТП-15 10 кВ яч.61 (Омскагрегат) – ТП-9 10 кВ (МП Омская Тепловая компания) код точки 552130010113102	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав.№4902 Зав.№5277	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав.№ 155	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311060081				
10	ТП-7 10 кВ яч.42 (Омскагрегат) – ТП-9 10 кВ (МП Омская Тепловая компания) код точки 552130009113102	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 150/5 Зав.№2863 Зав.№5006	НТМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав.№ 145	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311061221				

Таблица 2 – Состав и метрологические характеристики подсистемы присоединений малой мощности.

Номера точек измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала			Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
1	Эл. щитовая насосной станции Ввод 0,4 кВ код точки 552180001118101	Т-0,66 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№69874 Зав.№65842 Зав.№69732	–	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311061156	Активная, реактивная	± 1,0 ± 2,4	± 3,2 ± 5,1
2	ТП-25 РУ-10 кВ яч.105 (Омскагрегат-Росприроднадзор) код точки 552130005113202	ТОЛ-10-1 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№11388 Зав.№11575	НАМИ-10 Кл. т. 0,5 10000/100 Зав.№ 66	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311061261	Активная, реактивная	± 1,2 ± 2,8	± 3,3 ± 5,2
3	Низковольтный щит здания ООО АФ "Финанс-Аудит" от ТП-2 (Омскагрегат) код точки 556180003118101	ТК-20 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№30510 Зав.№88983 Зав.№36412	–	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311061266	Активная, реактивная	± 1,0 ± 2,4	± 3,2 ± 5,1
4	Низковольтный щит здания ООО "Акцизный коньячный склад" от ТП-18 (Омскагрегат) код точки 556180005118101	ТШР-20 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№60035 Зав.№61011 Зав.№58723	–	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311061222			
5	Низковольтный щит здания ООО "Фирма "Контакт 2005" от ТП-2 (Омскагрегат) код точки 556180002118101	ТК-20 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№67984 Зав.№67488 Зав.№67215	–	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311063126			

Продолжение таблицы 2

Номера точек измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала			Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
6	Низковольтный щит здания ООО "Фирма "Контакт 2005" от ТП-8 (Омскагрегат) код точки 556180002218102	ТК-20 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№28795 Зав.№25681 Зав.№27463	—	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311063101	Активная, реактивная	± 1,0 ± 2,4	± 3,2 ± 5,1
7	Низковольтный щит здания МОУ "Д/с №185" от ТП-15 (Омскагрегат) код точки 556180001118101	ТК-20 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№35621 Зав.№38713 Зав.№38125	—	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311063213			
8	Низковольтный щит здания ЗАО "Бутырский базар" от ТП-5 (Омскагрегат) код точки 556180004118101	ТК-20 Кл. т. 0,5 400/5 Зав.№92167 Зав.№95832 Зав.№90254	—	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311063198			
9	Электрощитовая правая часть котельной РУ-0,4 кВ Ввод-1 0,4 кВ от ТП7 (МП г. Омска "Тепловая компания") код точки 552130011218101	ТК-20 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№76542 Зав.№62547 Зав.№72156	—	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311063111			
10	Электрощитовая правая часть котельной РУ-0,4 кВ Ввод-2 0,4 кВ от ТП7 (МП г. Омска "Тепловая компания") код точки 552130011218102	ТК-20 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№73215 Зав.№75542 Зав.№70241	—	ПСЧ-4ТМ.05 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 0311063126			

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения 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) Iном, 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) Iном; 0,5 инд. ≤ cosφ ≤ 0,8 емк.
 - допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до +70 °С, для счетчиков от минус 40 до +70 °С; для УСПД от минус 10 до +50 °С, для сервера от +15 до +35 °С;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °С до +40 °С;
6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035 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 1 и таблице 2. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденного типа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 70000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ 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 организацию 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:

- электросчетчик ПСЧ-4ТМ - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 57 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - 100 суток; сохранение информации при отключении питания - 3 года.
- ИВК - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений - не менее 3,5 лет.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и подсистему присоединений малой мощности ОАО «АК «Омскагрегат».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и подсистемы присоединений малой мощности ОАО «АК «Омскагрегат» определяется проектной документацией на систему.

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

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и подсистема присоединений малой мощности ОАО «АК «Омскагрегат». Измерительные каналы. Методика поверки», согласованным с ФГУП «ВНИИМС» в октябре 2007 г.

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 ПСЧ-4ТМ.05 – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05. Методика поверки» ИЛГШ.411152.126 РЭ1;
- УСПД «СИКОН С70» – по методике поверки «Сетевой индустриальный контроллер «СИКОН С70». Методика поверки».

Радиоприемник УКВ диапазона, принимающий сигналы службы точного времени.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

ГОСТ 22261-94.	Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
ГОСТ 34.601-90.	Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ.	Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и подсистемы присоединений малой мощности ОАО «АК «Омскагрегат» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации согласно государственной поверочной схеме.

Изготовитель: ООО «ЭнергоСнабСтройСервис-Холдинг»
115533, г. Москва, Нагатинская набережная, д.12, корп.4, стр.2.
тел: (495) 756-14-73
тел./факс: (0922) 42-01-02

Генеральный директор
ООО «ЭнергоСнабСтройСервис-Холдинг»



Лебедев О.В.