

СОГЛАСОВАНО

Зам. директора  
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин



01 » сентября 2010 г.

<b>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) и подсистема присоединений малой мощности ОАО «Калугапутьмаш»</b>	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>44901-10</u>
--	--

Изготовлена ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ» для коммерческого учета электроэнергии на объектах ОАО «Калугапутьмаш» по проектной документации ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ», заводской номер 001.

#### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) и подсистема присоединений малой мощности ОАО «Калугапутьмаш» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, хранения и обработки полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов. В частности, АИИС КУЭ предназначена для использования в составе многоуровневых автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) на оптовом рынке электрической энергии (мощности).

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).

Данное описание также распространяется на присоединения, суммарная присоединенная

мощность которых составляет менее 2,5% от общей присоединенной мощности технологических объектов ОАО «Калугапутьмаш», и не включенные в автоматизированную систему сбора данных. Сбор данных для предоставления XML-отчетности и проведения расчетов за отпущенную с таких точек электроэнергию осуществляется путем ежемесячного снятия показаний счетчиков электроэнергии в виде архивов 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии за предыдущий месяц.

## ОПИСАНИЕ

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746, напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счётчики активной и реактивной электроэнергии Альфа Плюс класса точности 0,5S по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии 1,0 ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (3 измерительных каналов).

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

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, ИВК «ИКМ-Пирамида», сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, 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 и напряжения электрического тока 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 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 имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков, УСПД и ИВК (сервера сбора данных). АИИС оснащена устройством синхронизации системного времени на основе приемника GPS сигналов точного времени УСВ-1. Время ИВК «ИКМ-ПИРАМИДА» синхронизировано с временем УСВ-1, синхронизация осуществляется один раз в час, вне зависимости от наличия расхождения. Время УСПД «СИКОН С70» синхронизируется с ИВК «ИКМ-ПИРАМИДА», синхронизация осуществляется один раз в сутки, вне зависимости от наличия расхождения. Сличение времени счетчиков с временем УСПД производится один раз в 30 минут. Корректировка времени осуществляется при расхождении времени счетчиков с временем «СИКОН С70» на величину  $\pm 2$  с. Погрешность

системного времени не превышает  $\pm 5$  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, напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983, счетчиков активной электроэнергии ПСЧ-4ТМ.05М класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323 для активной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 2.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

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

Таблица 1. Метрологические характеристики ИК

Номера точек измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	КМЗ-1, 110 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 2000/5 Зав.№ 715 Зав.№ 1134	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 1263	Альфа Плюс A2R-3-AL-C25-T+ Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01 089 253	СИКОН С70 Зав. № 4225	Активная, реактивная	$\pm 1,2$ $\pm 2,8$	$\pm 3,3$ $\pm 5,2$
2	КМЗ-2, 110 кВ	ТЛШ-10 Кл. т. 0,5 2000/5 Зав.№1146 Зав.№1129	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 1262	Альфа Плюс A2R-3-AL-C25-T+ Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01 089 251				
3	ТП №142	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 600/5 Зав.№ 34556 Зав.№ 8176	НАМИ-10-95 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 1263 Зав.№ 1262	Альфа Плюс A2R-3-AL-C25-T+ Кл. т. 0,5S/1,0 Зав.№ 01 089 252				

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

Номера точек измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	Отходящий КЛ-6кВ «ТП-1 - Дистанция электроснабжения»	ТПФМУ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав.№ 65414 Зав.№ 4158	НОМ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 597 Зав.№ 612	ПСЧ-4ТМ.05М.09 Кл. т. 0,5S Зав.№ 0612092963	—	Активная	$\pm 1,2$	$\pm 3,3$
2	ТП-142; отходящий КЛ-6кВ «ГРУ1 – Воспитательная колония УИН»	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 75/5 Зав.№ 38605 Зав.№83562	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 1234 Зав.№ 1237	ПСЧ-4ТМ.05М.09 Кл. т. 0,5S Зав.№ 0612096735				

Продолжение таблицы 2

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, %
3	ТП-17 отход. КЛ-6кВ «ТП -17 – АОЗТ «СБС»	ТПЛИМ-10 Кл. т. 0,5 100/5 Зав.№ 07749 Зав.№ 08163	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 2608 Зав.№ 2599	ПСЧ-4ТМ.05М.09 Кл. т. 0,5S Зав.№ 0612096771		Активная	± 1,2	± 3,3
4	ТП-17 отход. КЛ-6кВ «ТП -17 – ОАО «КАЗР»	ТПЛИМ-10 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 12059 Зав.№ 20170	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 2608 Зав.№ 2599	ПСЧ-4ТМ.05М.09 Кл. т. 0,5S Зав.№ 0612096743				
5	Отходящая линия КЛ-6кВ «ГРУ1 – Горэлектросеть»	ТПФМ-10 Кл. т. 0,5 300/5 Зав.№ 92346 Зав.№ 92341	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 6000/100 Зав.№ 1242 Зав.№ 1233	ПСЧ-4ТМ.05М.09 Кл. т. 0,5S Зав.№ 0612096733				
6	Отходящая КЛ-0,4кВ «ТП -18(цеха 26) – Хозяйственное управление администрации»	Т-0,66М У3 Кл. т. 0,5 150/5 Зав.№ 140529 Зав.№ 140530 Зав.№ 140531	–	ПСЧ-4ТМ.05М.11 Кл. т. 0,5S Зав.№ 0603100001		Активная	± 1,0	± 3,2
7	Отходящая КЛ-0,4 кВ «ТП -6 –а/к «Машиностроитель»	Т-0,66М У3 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 144117 Зав.№ 144120 Зав.№ 144121	–	ПСЧ-4ТМ.05М.11 Кл. т. 0,5S Зав.№ 0603100140				
8	Отходящая КЛ-0,4 кВ «ТП -20 –а/к «Конструктор»	Т-0,66М У3 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 144116 Зав.№ 144119 Зав.№ 144122	–	ПСЧ-4ТМ.05М.11 Кл. т. 0,5S Зав.№ 0612093103				
9	Отходящая КЛ-0,4 кВ «ТП -20 –а/к «Марс»	Т-0,66М У3 Кл. т. 0,5 150/5 Зав.№ 140526 Зав.№ 140527 Зав.№ 140528		ПСЧ-4ТМ.05М.11 Кл. т. 0,5S Зав.№ 0603100029				

Продолжение таблицы 2

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, %
10	Отходящая КЛ-0,4кВ «ТП -18(ц.26) – МУП управление общежитий»	Т-0,66М У3 Кл. т. 0,5 100/5 Зав.№ 143505 Зав.№ 143506 Зав.№ 143507	–	ПСЧ-4ТМ.05М.11 Кл. т. 0,5S Зав.№ 0603100008	–	Активная	± 1,0	± 3,2
11	Отходящая КЛ-0,4 кВ «ТП -1 – Столовая»	Т-0,66М У3 Кл. т. 0,5 200/5 Зав.№ 144114 Зав.№ 144115 Зав.№ 144118	–	ПСЧ-4ТМ.05М.11 Кл. т. 0,5S Зав.№ 0609091129				
12	Отходящая КЛ-0,4 кВ «ТП -5 – садов. товарищество «Ветеран»	Т-0,66М У3 Кл. т. 0,5 100/5 Зав.№ 106242 Зав.№ 143509 Зав.№ 143510	–	ПСЧ-4ТМ.05М.11 Кл. т. 0,5S Зав.№ 0603100022				
13	Отходящая КЛ-0,4 кВ «ТП -4 – профессиональное училище-1»	Т-0,66М У3 Кл. т. 0,5 150/5 Зав.№ 107090 Зав.№ 006564 Зав.№ 006565	–	ПСЧ-4ТМ.05М.11 Кл. т. 0,5S Зав.№ 0603100050				

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  $(0,98 \div 1,02)$  Уном; ток  $(1 \div 1,2)$  Iном,  $\cos\varphi = 0,9$  инд.;  
падение напряжения в линии соединения счетчика с ТН не более 0,25%;  
температура окружающей среды  $(20 \pm 5)$  °С.
4. Рабочие условия:  
параметры сети:  
напряжение  $(0,9 \div 1,1)$  Уном; ток  $(0,05 \div 1,2)$  Iном и ток  $(0,05 \div 1,2)$  Iном;  $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$   
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  $\cos\varphi = 0,8$  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 и ГОСТ Р 52323 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. Допускается замена УСПД на одностипный утвержденного типа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик Альфа Плюс - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 90000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05М - среднее время наработки на отказ не менее  $T = 140000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- УСПД «СИКОН 70», ИВК «ИКМ-ПИРАМИДА» - 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 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 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД «СИКОН 70» - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии потребленной за месяц по каждому каналу - 45 суток; сохранение информации при отключении питания – 3 года.
- ИВК «ИКМ-ПИРАМИДА» - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – не менее 3,5 года.

## ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

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

## КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность АИИС КУЭ и подсистемы присоединений малой мощности ОАО «Калугапутьмаш» 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 и мощности (АИИС КУЭ) и подсистема присоединений малой мощности ОАО «Калугапутьмаш». Измерительные каналы. Методика поверки», согласованным с ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2010 года.

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.05М – по методике поверки ИЛГШ.411152.162РЭ1 «Счетчик электрической многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05М. Руководство по эксплуатации. Методика поверки»;
- Счетчик Альфа Плюс – по методике поверки «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа Плюс. Методика поверки»;
- УСПД «СИКОН С70» – по методике поверки «Сетевой индустриальный контроллер «СИКОН С70». Методика поверки» ВЛСТ 220.00.000.И1;
- Устройство синхронизации времени УСВ-1 – по методике поверки «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки» ВЛСТ 221.00.000.И1;
- ИВК «ИКМ-ПИРАМИДА» – по методике поверки «Комплексы информационно-вычислительные «ИКМ-ПИРАМИДА». Методика поверки» ВЛСТ 230.00.000.И1.

Приемник сигналов точного времени от системы GPS.

Межповерочный интервал - 4 года.

## НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ) и подсистемы присоединений малой мощности ОАО «Калугапутьмаш» 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: ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»  
600026, г. Владимир, ул. Лакина, 8, а/я 14  
тел./факс: (4922) 33-67-66, 33-79-60, 33-93-68

Заместитель генерального  
директора по проектированию и  
конструированию ЗАО ИТФ «СИСТЕМЫ И ТЕХНОЛОГИИ»



А.Я. Щитников