

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь (далее – АИИС КУЭ ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, потребленной отдельными технологическими объектами ОАО «Хасанкоммунэнерго»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь представляет собой многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь решает следующие задачи:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, средне интервальной 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;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и хранящихся в АИИС КУЭ ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь 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 ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь;
- автоматическое ведение системы единого времени в АИИС КУЭ ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь (коррекция времени).

АИИС КУЭ ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – совокупность информационно-измерительных комплексов точек измерения, которые состоят из приборов учета – измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5S по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии счетчики электроэнергии класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии 1,0 по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии указанных в таблице 2 (6 точек измерений), и соединяющие их измерительные цепи;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70, контроллеры СИКОН ТС 65 и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора ИВК «ИКМ-Пирамида», сервер базы данных, устройство синхронизации системного времени УСВ-1, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналобразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие 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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность как среднее значение вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по линиям связи поступает на входы контроллера СИКОН ТС65, где происходит передача полученных данных по линиям связи на третий уровень системы ИВК «ИКМ-Пирамида».

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации в базе данных АИИС КУЭ, предоставление информации пользователям, оформление справочных и отчетных документов, отправка информации через сеть интернет в виде сообщений электронной почты.

На всех уровнях АИИС КУЭ ведутся журналы событий, в которые заносятся данные самодиагностики устройств, аварийные сообщения, ошибки, попытки несанкционированного доступа и другие оперативные данные технического состояния устройств.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), формирующейся на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя устройство синхронизации времени от приемника сигналов спутникового времени УСВ-1, внутренние часы ИВК «ИКМ-Пирамида», УСПД СИКОН С 70 и счетчиков. Время сервера ИВК «ИКМ-Пирамида» синхронизируется по времени УСВ-1, коррекция времени ИВК «ИКМ-Пирамида» происходит 1 раз в час, допустимое рассогласование ИВК «ИКМ-Пирамида» от времени УСВ-1 составляет ± 1 с. Для ИК № 39 сличение времени УСПД СИКОН С70 по таймеру ИВК «ИКМ-Пирамида» происходит 1 раз в сутки. Коррекция времени СИКОН С70 по времени ИВК «ИКМ-Пирамида» происходит при достижении допустимого рассогласования ± 1 с. Сличение времени счетчиков со временем СИКОН С70 происходит каждые 30 мин, корректировка времени счетчиков происходит принудительно 1 раз в сутки. Для остальных ИК сличение времени счетчиков со временем ИВК «ИКМ-Пирамида» происходит каждые 30 мин, коррекция времени счетчиков происходит при расхождении со временем ИВК «ИКМ-Пирамида» ± 1 с. Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

При длительном нарушении работы канала связи между счетчиками и вышестоящими уровнями возможно считывание данных через оптический порт счетчика с помощью инженерного пульта с дальнейшим переносом этих данных в базу данных ИВК. При снятии данных со счетчика с помощью инженерного пульта также производится автоматическая подстройка часов опрашиваемого счетчика.

Программное обеспечение

В качестве программного обеспечения, установленного на сервере сбора ИВК, используется ПО «Пирамида 2000». ПО "Пирамида 2000" зарегистрировано в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений в составе ИИС «Пирамида» (Регистрационный № 21906-11).

ПО «Пирамида 2000» построено на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков, обрабатывать их, хранить в БД, предоставлять пользователям по их запросам.

ПО «Пирамида 2000» обеспечивает защиту от несанкционированного доступа и непреднамеренного воздействия (персонализированная парольная защита каждого элемента информации):

- выделением группы пользователей АИИС КУЭ ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь и разделением группы по категориям пользователей (администратор АИИС энергообъекта, администратор АИИС КУЭ ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь, администратор сервера и АРМ, оператор (диспетчер) АИИС ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь;
- разделением пользователей по категориям доступа (полный доступ, конфигурирование системы, чтение (отображение) данных из системы, доступ к системе в рамках ЛВС или через сеть Internet).

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений – высокий (в соответствии с Р 50.2.077-2014).

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Программное обеспечение сервера сбора АИИС КУЭ – «Пирамида 2000. Сервер». Лицензия № ADAFA4DF-47EA-4220-A860-1D53DE08F601
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь и их основные метрологические характеристики

Наименование объекта и номер точки измерений		Состав ИК					Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
39	«Славянка» фидер 8 КРУ- 10 кВ от ПС 110\35\10 кВ	ТОЛ- СЭЩ-10- 21 300/5 Кл.т. 0,5	НАМИ- 10-95 10000/1 00 Кл.т. 0,5	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0	СИКОН С70	Сервер сбора «ИКМ - Пирамида» № 255, с функциями сервера БД	Актив- ная Реактив- ная	± 1,1 ± 2,7	±3,6 ±6,2
40	ПС «Безвер- хово» 35/10 кВ Ф2 от- пайка ВЛ 10 кВ «Янков- ского» от опоры №39 фидер 2 «ХКЭ»	ТОЛ-НТЗ- 10 75/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ- НТЗ-10 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0					
41	ПС «Тере- ховка» 110/35/10 кВ отпайка ВЛ 10 кВ «Бара- новский» от опоры №7/6 фидер 33 «ХКЭ»	ТОЛ-НТЗ- 10 15/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ- НТЗ-10 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0			Актив- ная Реак- тивная	± 1,1 ± 2,7	± 3,4 ± 5,9
45	ПС «Славян- ка» 110/35/10 кВ ВЛ 10 кВ Опора №4Б фидер 18 ТП 100 кВА «Овчинни- ков»	ТОЛ-НТЗ- 10 10/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ- НТЗ-10 10000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ- 4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0					

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
47	ПС «Тавричанка» 35/6 кВ ВЛ 6 кВ Опора №54 фидер 16	ТВ-И-10-М1 300/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	,	Сервер сбора «ИКМ - Пирамида» № 255, с функциями сервера БД	Актив-ная	$\pm 1,1$	$\pm 3,4$
48	ПС «Давыдовка» 110/35/10 кВ ВЛ 6кВ Опора №98 фидер 12 «Оборонэнерго»	ТВ-И-10-М1 150/5 Кл.т. 0,5S	ЗНОЛ-НТЗ-6 6000/100 Кл.т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0			Реак-тивная	$\pm 2,7$	$\pm 5,9$

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: от $0,98U_{ном}$ до $1,02U_{ном}$; ток: от $1,0I_{ном}$ до $1,2I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,9$ инд.;

- температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение: от $0,9U_{ном}$ до $1,1U_{ном}$; ток: от $0,02I_{ном}$ до $1,2I_{ном}$ (для ИК № 39 ток: от $0,05I_{ном}$ до $1,2I_{ном}$);

- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 $^\circ\text{C}$, для счетчиков от минус 40 до плюс 70 $^\circ\text{C}$; для сервера от плюс 15 до плюс 35 $^\circ\text{C}$.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $I=0,02 I_{ном}$ ($I=0,05 I_{ном}$ для ИК № 39) $\cos \varphi = 0,8$ инд. и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от минус 40 $^\circ\text{C}$ до плюс 45 $^\circ\text{C}$.

6. 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. Замена оформляется актом в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7. В составе измерительных каналов, перечисленных в таблице 2, применяются измерительные компоненты утвержденных типов.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ $T = 165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчетчики ПСЧ-4ТМ.05МК - среднее время наработки на отказ $T = 165000$ 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) не более 2ч;

- ИВК - коэффициент готовности – не менее 0,99; среднее время восстановления работоспособности не более 1 ч.

Надежность системных решений:

- 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;

Защищённость применяемых компонентов:

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

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

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);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток;
- УСПД - хранение результатов измерений 35 суток;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь приведена в паспорте на систему № ПТС 42.5000.036 ПС.

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь и на комплектующие средства измерений, а также методика поверки «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь. Методика поверки».

Поверка

осуществляется по документу МП 59208-14 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» «12» ноября 2014 г.

Средства поверки измерительных компонентов:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003;

- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 и/или по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденной ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05МК – по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.167РЭ1, утвержденной ФГУ «Нижегородский ЦСМ» «21» марта 2011 г.;
- УСВ-1 – по методике поверки «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП», утвержденной ФГУП «ВНИИФТРИ» «15» декабря 2004 г.;
- УСПД СИКОН С70 – по методике поверки «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2005г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений приведен в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь № № ПТС 42.5000.036 ПС.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ ОАО «Хасанкоммунэнерго» II очередь

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
ГОСТ 34.601-90	«Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
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

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

ООО «Промышленные Технологические Системы»
тел./факс (4967) 31-08-08,
Юридический адрес: 196135, г. Санкт-Петербург, пер. Яковлевский, д. 6,
лит. А, пом. 3-Н

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)
Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46
Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;
E-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru
Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по техническому
регулированию и метрологии

М.п

Ф.В. Булыгин
«____» _____ 2014 г.