

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «НИОСТ»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «НИОСТ» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, времени; сбора, обработки, хранения и передачи информации; формирования отчетных документов.

Описание средства измерений

Конструктивно АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений активной и реактивной электрической энергии.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1) первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерений, выполняющие функцию автоматического проведения измерений активной и реактивной электрической энергии и включающие в себя:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5;
- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5;
- счетчики электрической энергии трехфазные статические «МЕРКУРИЙ 230» (счетчики) класса точности 0,5S при измерении активной энергии и 1,0 – реактивной энергии;
- вторичные электрические цепи;

2) второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя технические средства приёма-передачи, сервер и автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора с установленным программным комплексом «Энергосфера».

ИИК, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ. Структурная схема АИИС КУЭ приведена на рисунке 1.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- измерение тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- вычисление нарастающим итогом активной и реактивной электрической энергии за учетный период;
- периодический или по запросу автоматический сбор от отдельных точек учета привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета;
- хранение результатов измерений, данных о состоянии средств измерений АИИС КУЭ в специализированной базе данных в течение 3,5 лет;
- формирование и передача в автоматическом режиме отчетных документов, в том числе файлов в XML-формате, в ОАО «Сибурэнергоменеджмент», ООО «Томскнефтехим»;
- защита на программном уровне при передаче результатов измерений с использованием электронной цифровой подписи;
- защита оборудования, программного обеспечения и данных АИИС КУЭ от несанкционированного доступа на физическом и программном уровнях;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы обеспечения единого времени АИИС КУЭ.

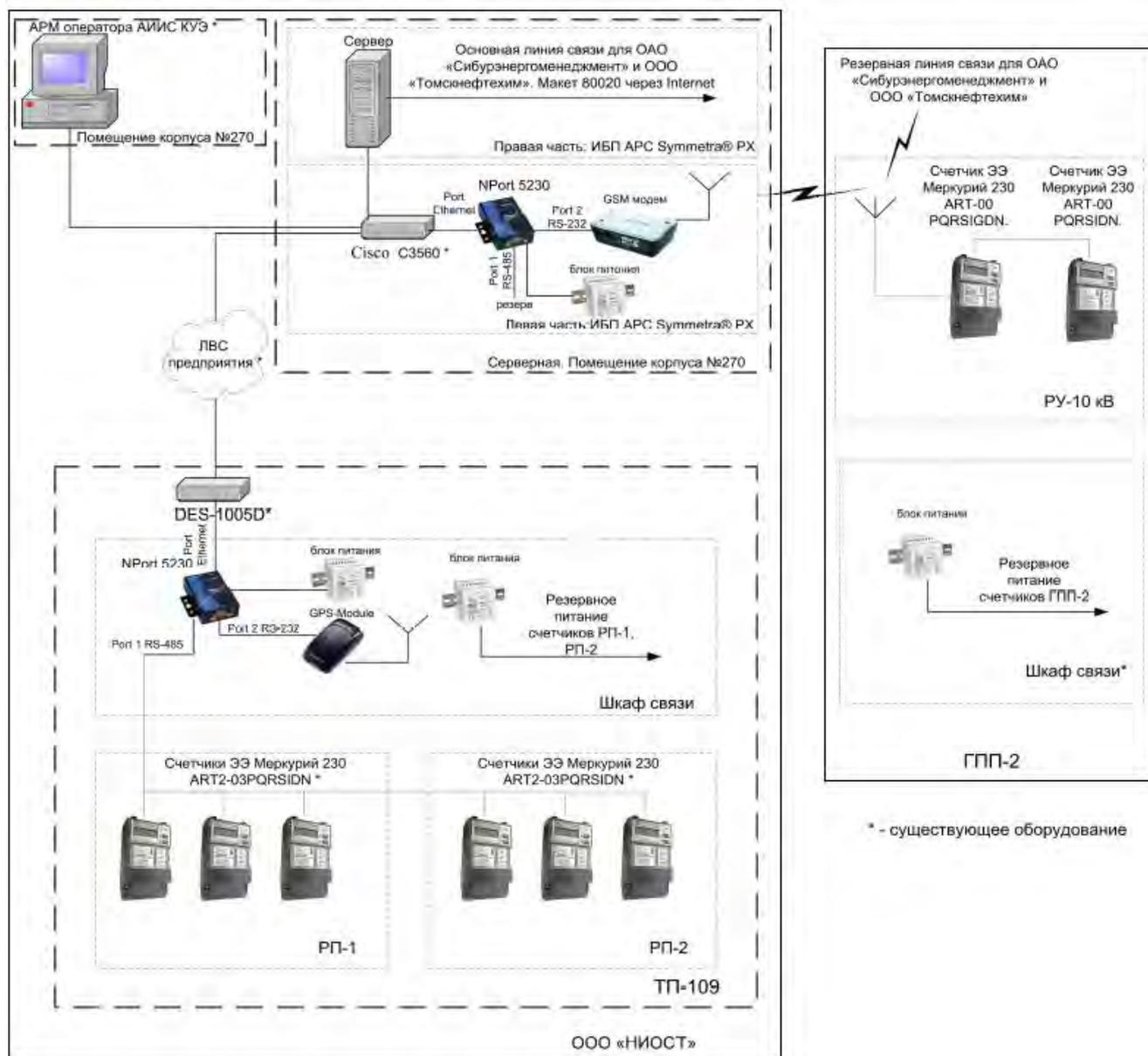


Рисунок 1 – Структурная схема АИИС КУЭ

Принцип действия АИИС КУЭ основан на измерении первичного тока и напряжения контролируемого присоединения АИИС КУЭ с использованием измерительных трансформаторов тока и напряжения, масштабном преобразовании в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на входы счётчиков. В счетчиках осуществляется преобразование входных аналоговых сигналов тока и напряжения в цифровой код и математическая обработка с вычислением тридцатиминутных приращений активной и реактивной электрической энергии.

Вычисленные значения приращений активной и реактивной электрической энергии с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, служебная информация в виде цифрового кода передаются в базу данных сервера. Связь между счетчиками и сервером осуществляется по интерфейсу RS-485, телефонным линиям и каналу сотовой связи. Сервер осуществляет автоматизированный сбор, отображение и хранение результатов измерений электрической энергии; вычисление нарастающим итогом электрической энергии за учетный период по отдельным точкам учета; формирование и передачу отчетных документов.

Оперативный доступ к информации, хранящейся в базе данных (БД) на сервере (отображение и вывод на печать результатов измерений электрической энергии), осуществляется с АРМ оператора с использованием программы «АРМ Энергосфера», входящей в состав про-

граммного комплекса (ПК) «Энергосфера». Для связи сервера и АРМ оператора используется канал связи Ethernet.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в свой состав устройство синхронизации времени на основе GPS-синхронизатора времени для персонального компьютера СТ-1, счетчики и ИВК. СОЕВ выполняет измерение времени и обеспечивает синхронизацию времени компонентов ИК АИИС КУЭ – счетчиков, сервера и АРМ оператора. Измерение интервалов времени осуществляется таймерами счетчиков. По результатам измерений формируются тридцатиминутные интервалы, для которых осуществляется вычисление приращений электрической энергии.

Устройство синхронизации времени с помощью GPS-синхронизатора один раз в час осуществляет привязку к шкале координированного времени государственного первичного эталона Российской Федерации UTC (SU) и формирует собственную шкалу времени. Сервер один раз в 10 мин осуществляет синхронизацию внутренних часов счетчика. Корректировка времени часов счетчиков выполняется при достижении расхождения с временем сервера более 2 с. Сервер один раз в час осуществляет корректировку времени АРМ оператора. Журналы событий счетчика отражают время (дата, часы, минуты) коррекции часов и расхождение в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Пломбирование компонентов АИИС КУЭ от несанкционированного доступа осуществляется в соответствии с технической документацией (рисунок 2).

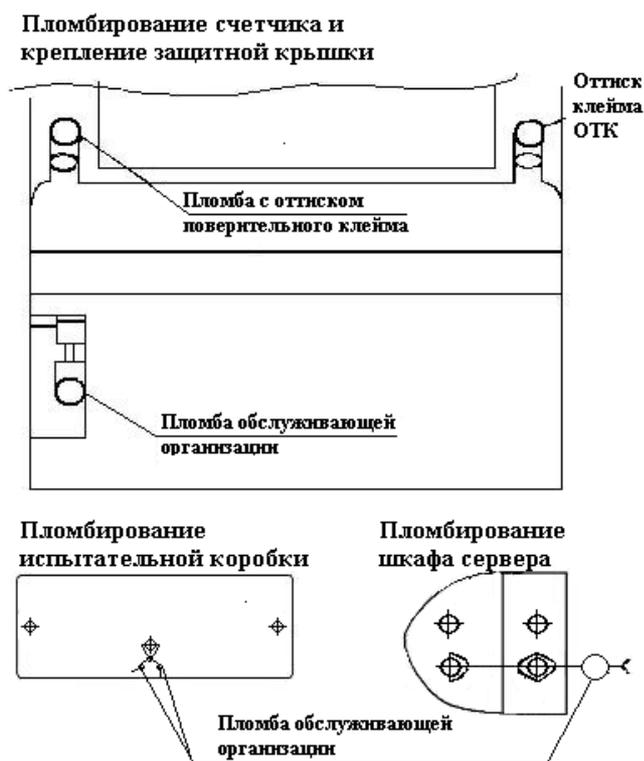


Рисунок 2 – Места установки пломб на технические средства АИИС КУЭ

Программное обеспечение

На сервере и АРМ оператора установлено системное и прикладное программное обеспечение (ПО). Прикладное ПО – программный комплекс «Энергосфера», который входит в состав комплекса программно-технического измерительного ЭКОМ, зарегистрированного в Государственном реестре средств измерений утвержденных типов под номером 19542-05.

Структура и выполняемые функции программ, входящих в состав ПК «Энергосфера», приведены в таблице 1.

Таблица 1

Наименование программы	Функции, выполняемые программой ПК «Энергосфера»
Программы метрологически значимой части ПК «Энергосфера»	
1 Сервер опроса	Автоматизированный сбор данных
2 Редактор расчетных схем	Настройка структуры точек учета, настройка и отображение свойств измерительных трансформаторов тока и напряжения, счетчиков
3 АРМ Энергосфера	Отображение результатов измерений, отчетов, журналов событий, окна мнемосхемы, формирование отчетных документов
Программы метрологически незначимой части ПК «Энергосфера»	
4 Консоль администратора	Конфигурирование и настройка параметров счетчиков и сервера, синхронизации времени счетчиков, формирование и отображение журнала событий сервера, резервирование и восстановление данных
5 Центр экспорта/импорта	Формирование и передача в автоматическом режиме в центры сбора файлов в XML-формате. Прием сообщений о статусе переданных данных
6 Менеджер лицензий	Предоставление информации и проверка разрешений (лицензии) на использование программ ПК «Энергосфера»

Разделение ПК «Энергосфера» на метрологически значимую и незначимую части выполнено на «высоком» уровне по классификации МИ 3286-2010. Программы, входящие в состав ПК «Энергосфера», не оказывают влияния на метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ.

Идентификация выполняется по команде оператора. Идентификационные данные программ метрологически значимой части ПК «Энергосфера», установленных на сервере, приведены в таблице 2. Проверка номера версии осуществляется через интерфейс пользователя с использованием программы «Менеджер программ» или окна «О программе». Вычисление значений хэш-кода по алгоритму MD5 выполняется для программ метрологически значимой части ПК «Энергосфера».

Таблица 2

Наименование программы	Идентификационное наименование программы	Номер версии программы	Цифровой идентификатор программы (хэш-код исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программы
Сервер опроса	Сервер опроса (файл: PSO.exe)	6.4	DB638EAEF9752E316BFB056623EAB98B	MD5
Редактор расчетных схем	Редактор расчетных схем (файл: AdmTool.exe)	6.4	3D3E363115C995C7E10871DCB1070B36	MD5
АРМ Энергосфера	АРМ Энергосфера (файл: ControlAge.exe)	6.4	D7F414D83FE5EB0493D8EFE9C92CE99A	MD5

Для защиты программ ПК «Энергосфера» и данных от непреднамеренных и преднамеренных изменений реализован алгоритм авторизации пользователей. Уровень защиты программ ПК «Энергосфера» и данных соответствует «С» по классификации МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Перечень и состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 3.

Таблица 3

№ ИК	Наименование присоединения	Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	ИВК	Вид электрической энергии
1	РП-10 кВ, яч. 10	ТПЛ-10 КТ 0,5; 300/5 Г.р. № 1276-59 Ф.А: зав. № 3093 Ф.С: зав. № 2264	НОМ-10-66 КТ 0,5; 10000/100 Г.р. № 4947-98 Ф.А: зав. № ОР Ф.С: зав. № ТССТ	Меркурий 230 ART-00 КТ 0,5S/1,0 Г.р. № 23345-07 зав. № 0704328	АРМ оператора, сервер HP ProLiant DL120G6 GPS-синхронизатор времени с антенной Cinterion MC35i	Активная и реактивная (прием)
2	РП-10 кВ, яч. 70	ТПЛ-10 КТ 0,5; 300/5 Г.р. № 1276-59 Ф.А: зав. № 210010 Ф.С: зав. № 70177	НОМ-10-66 КТ 0,5; 10000/100 Г.р. № 4947-98 Ф.А: зав. № РТРУ Ф.С: зав. № РПБУ	Меркурий 230 ART-00 КТ 0,5S/1,0 Г.р. № 23345-07 зав. № 07063130		Активная и реактивная (прием)
3	РП-1, яч. 3	ТТИ-30 КТ 0,5; 200/5 Г.р. № 28139-07 Ф.А: зав. № Р41758 Ф.В: зав. № Т43518 Ф.С: зав. № Т44122	–	Меркурий 230 ART2-03 КТ 0,5S/1,0 Г.р. № 23345-07 зав. № 01732136		Активная и реактивная (отдача)
4	РП-1, яч. 4	ТТИ-30 КТ 0,5; 250/5 Г.р. № 28139-07 Ф.А: зав. № Т46129 Ф.В: зав. № Т46139 Ф.С: зав. № Т46141	–	Меркурий 230 ART2-03 КТ 0,5S/1,0 Г.р. № 23345-07 зав. № 01732179		Активная и реактивная (отдача)
5	РП-1, яч. 5	ТТИ-30 КТ 0,5; 250/5 Г.р. № 28139-07 Ф.А: зав. № L2779 Ф.В: зав. № L2786 Ф.С: зав. № L2793	–	Меркурий 230 ART2-03 КТ 0,5S/1,0 Г.р. № 23345-07 зав. № 01815632		Активная и реактивная (отдача)
6	РП-2, яч. 3	ТТИ-30 КТ 0,5; 200/5 Г.р. № 28139-07 Ф.А: зав. № S25403 Ф.В: зав. № S25401 Ф.С: зав. № S25396	–	Меркурий 230 ART2-03 КТ 0,5S/1,0 Г.р. № 23345-07 зав. № 01815614		Активная и реактивная (отдача)
7	РП-2, яч. 4	ТТИ-30 КТ 0,5; 250/5 Г.р. № 28139-07 Ф.А: зав. № F50517 Ф.В: зав. № F50525 Ф.С: зав. № F50684	–	Меркурий 230 ART2-03 КТ 0,5S/1,0 Г.р. № 23345-07 зав. № 01815690		Активная и реактивная (отдача)
8	РП-2, яч. 5	ТТИ-30 КТ 0,5; 250/5 Г.р. № 28139-07 Ф.А: зав. № L2777 Ф.В: зав. № K18373 Ф.С: зав. № Т46140	–	Меркурий 230 ART2-03 КТ 0,5S/1,0 Г.р. № 23345-07 зав. № 01815574		Активная и реактивная (отдача)

Примечание – В таблице приняты следующие сокращения и обозначения: КТ – класс точности; Г.р. – Государственный реестр средств измерений утвержденных типов; зав. – заводской; КТ 0,5S/1,0 – класс точности счетчика электрической энергии; 0,5S – для измерений активной электрической энергии, 1,0 – для измерений реактивной электрической энергии

Границы относительной погрешности измерительных каналов АИИС КУЭ при измерении активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности, равной 0,95, приведены в таблице 4. Пределы абсолютной погрешности измерений времени в АИИС КУЭ ± 5 с.

Таблица 4

Номер ИК	Коэф. мощ. $\cos\varphi$	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии					
		для диапазона $I_5 \leq I < I_{20}$		для диапазона $I_{20} \leq I < I_{100}$		для диапазона $I_{100} \leq I \leq I_{120}$	
		$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$	$\delta_o, \%$	$\delta_{py}, \%$
1-2 (КТ ТТ 05; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 0,5S)	1,0	$\pm 1,9$	$\pm 2,5$	$\pm 1,2$	$\pm 2,1$	$\pm 1,0$	$\pm 2,3$
	0,8	$\pm 3,0$	$\pm 4,2$	$\pm 1,7$	$\pm 3,3$	$\pm 1,4$	$\pm 3,1$
	0,5	$\pm 5,5$	$\pm 6,2$	$\pm 3,0$	$\pm 4,1$	$\pm 2,3$	$\pm 3,6$
3-8 (КТ ТТ 0,5; КТ счетчика 0,5S)	1,0	$\pm 1,8$	$\pm 2,5$	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 0,8$	$\pm 2,2$
	0,8	$\pm 3,0$	$\pm 4,1$	$\pm 1,5$	$\pm 3,2$	$\pm 1,2$	$\pm 3,0$
	0,5	$\pm 5,4$	$\pm 6,1$	$\pm 2,7$	$\pm 3,9$	$\pm 1,8$	$\pm 3,4$
Номер ИК	$\sin\varphi$	Границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии					
1-2 (КТ ТТ 05; КТ ТН 0,5; КТ счетчика 1,0)	0,87	$\pm 3,0$	$\pm 4,4$	$\pm 1,8$	$\pm 3,7$	$\pm 1,6$	$\pm 3,6$
	0,6	$\pm 4,6$	$\pm 6,0$	$\pm 2,6$	$\pm 4,7$	$\pm 2,1$	$\pm 4,4$
3-8 (КТ ТТ 0,5; КТ счетчика 1,0)	0,87	$\pm 2,9$	$\pm 4,4$	$\pm 1,6$	$\pm 3,7$	$\pm 1,4$	$\pm 3,6$
	0,6	$\pm 4,5$	$\pm 6,0$	$\pm 2,4$	$\pm 4,6$	$\pm 1,8$	$\pm 4,3$

Примечание – В таблице приняты следующие обозначения и сокращения: δ_o – границы основной относительной погрешности ИК АИИС КУЭ при измерении активной и реактивной электрической энергии; δ_{py} – границы относительной погрешности ИК АИИС КУЭ в рабочих условиях применения при измерении активной и реактивной электрической энергии; $I_5, I_{20}, I_{100},$ и I_{120} – значения первичного тока, соответствующие 5, 20, 100 и 120 % от номинального $I_{ном}$; КТ – класс точности; коэф. мощ. – коэффициент мощности

Примечания

1 Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение $(0,98-1,02) \cdot U_{ном}$, ток $(1-1,2) \cdot I_{ном}$; $\cos\varphi=0,9$ инд.;
- температура окружающей среды $(15-25)^\circ\text{C}$.

2 Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение $(0,9-1,1) \cdot U_{ном}$; ток $(0,05-1,20) \cdot I_{ном}$; частота $(49,5-50,5)$ Гц; коэффициент мощности $0,5 \text{ инд.} \leq \cos\varphi \leq 0,8 \text{ емк.}$;
- индукция внешнего магнитного поля в местах установки счётчиков не более $0,5 \text{ мТл}$;
- допустимая температура окружающей среды: трансформаторы тока – от минус 45 до 50°C ; трансформаторы напряжения – от минус 45 до 40°C ; счетчики электрической энергии – от минус 40 до 55°C ; сервер – от 10 до 40°C .

3 Границы относительной погрешности измерительных каналов АИИС КУЭ в рабочих условиях приведены для температуры окружающего воздуха от минус 30 до 35°C .

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-55, ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-89, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электрической энергии.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электрической энергии на однотипные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у приведенных в таблице 3. Замена оформляется актом в установленном в

ООО «НИОСТ» порядке. Акт хранится совместно с описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Показатели надежности применяемых в АИИС КУЭ компонентов:

- трансформаторы тока: среднее время наработки на отказ 30000 ч, средний срок службы 25 лет;
- трансформаторы напряжения: среднее время наработки на отказ 440000 ч, средний срок службы 25 лет;
- счетчики электрической энергии трехфазные статические «МЕРКУРИЙ 230»: среднее время наработки на отказ 150000 ч, средний срок службы 30 лет;
- сервер: коэффициент готовности 0,99, среднее время восстановления работоспособности – 1 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов передачи данных;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений передаётся по электронной почте.

Регистрация в журналах счетчиков электрической энергии событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках электрической энергии.

Защищенность применяемых компонентов АИИС КУЭ:

1) наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательных коробок;
- сервера;

2) наличие защиты на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче – использование цифровой подписи);
- установка паролей на счетчики электрической энергии;
- установка паролей на сервере и компьютере АРМ оператора.

Глубина хранения информации:

- счетчики электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки – не менее 35 суток, при отключении питания – не менее 10 лет;
- сервер – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входят технические и программные средства, а также документация, приведенные в таблицах 5–7 соответственно.

Таблица 5 – Технические средства АИИС КУЭ

Наименование компонентов АИИС КУЭ	Обозначение (тип)	Количество, шт.
ИИК		
1 Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ	18
2 Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	4
3 Трансформаторы напряжения	НОМ-10-66	4

Таблица 5 – Технические средства АИИС КУЭ

Наименование компонентов АИИС КУЭ	Обозначение (тип)	Количество, шт.
4 Счетчики электрической энергии трехфазные статические	«МЕРКУРИЙ 230»	8
5 Блок резервного питания	БП15Б-Д2-9 (БП15)	2
ИВК		
1 Сервер	HP Proliant DL120 Gb	1
2 Преобразователь	NPort 5230	2
3 GSM модем	Cinterion MC35i	1
4 Блок резервного питания	DR 45-24	2
5 GPS-синхронизатор времени	СТ-1	1
6 Автоматизированное рабочее место оператора	Техническая документация	1

Таблица 6 – Программные средства АИИС КУЭ

Наименование компонентов АИИС КУЭ	Обозначение (тип)	Количество, шт.
1 Операционная система сервера	Microsoft Windows Server 2008	1
2 Система управления базой данных сервера	Microsoft SQL сервер 2008	1
3 Операционная система АРМ оператора	Microsoft Windows XP Professional	1
4 Программное обеспечение счетчиков	«Конфигуратор счетчиков трехфазных «Меркурий»	1
5 Программный комплекс «Энергосфера»	Программа «Сервер опроса»	1
	Программа «Консоль администратора»	1
	Программа «Редактор расчетных схем»	2
	Программа «АРМ Энергосфера»	1
	Программа «Центр Экспорта/Импорта»	1
	Программа «Менеджер лицензий»	1

Таблица 7 – Документация

Наименование	Количество, шт.
1 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «НИОСТ». Методика поверки	1
2 Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «НИОСТ». Паспорт	1
Примечание – В комплект поставки документации также входит проект СКА.2010.104, разработанный ООО «ПК «СпецКИПАвтоматика» в 2010 г., и техническая документация на компоненты АИИС КУЭ	

Поверка

осуществляется по документу МП 47896-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «НИОСТ». Методика поверки», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Томский ЦСМ» 18.07.2011 г.

Перечень основных средств поверки:

1) радиочасы МИР РЧ-02: пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного сигнала 1 Гц по шкале координированного времени UTC не более ± 1 мкс;

2) средства поверки компонентов АИИС КУЭ – в соответствии с нормативными и техническими документами, регламентирующими проведение их поверки:

– трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003;

– трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216-88;
– счетчики электрической энергии трехфазные статические «МЕРКУРИЙ 230» – по методике поверки АВЛГ.411152.021 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации и согласованной руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21.05.2007 г.;

3) средство измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи измерительных трансформаторов и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой трансформатора напряжения и счетчиком – мультиметр «Ресурс-ПЭ»: пределы допускаемой относительной погрешности измерений напряжения $\pm 2,0\%$ в диапазоне от 15 до 150 мВ, в диапазоне от 15 до 300 В $\pm 0,2\%$; пределы допускаемой относительной погрешности измерений силы тока $\pm 1,0\%$ в диапазоне от 0,05 до 0,25 А, $\pm 0,3\%$ в диапазоне от 0,25 до 7,5 А; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений угла фазового сдвига между напряжениями $\pm 0,1^\circ$; пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений частоты $\pm 0,02$ Гц.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений приведена в документе «Рекомендация. ГСИ. Методика измерений электрической энергии системой автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «НИОСТ» (Свидетельство об аттестации методики измерений № 01.00241-2008/34-79-2011, выданное ФГУ «Томский ЦСМ» 18.05.2011 г.).

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «НИОСТ»

1 ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.

2 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

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательская организация «Сибур-Томскнефтехим» (ООО «НИОСТ»).

Юридический адрес: Россия, 634067, г. Томск, Кузовлевский тракт, 2, строение 270.

Телефон: (3822) 70-22-22, факс: (3822) 70-23-32, e-mail: office@niost.ru.

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федерального государственного учреждения «Томский центр стандартизации, метрологии и сертификации» (ФГУ «Томский ЦСМ»).

Юридический адрес: Россия, 634012, г. Томск, ул. Косарева, д.17-а.

Телефон: (3822) 55-44-86, факс: (3822) 56-19-61, 55-36-76, e-mail: tomsk@tcsms.tomsk.ru.

Регистрационный номер 30113-08.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е.Р. Петросян

М.п.

«___» _____ 2011 г.