

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Щекиноазот» (3 очередь)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электрической энергии ОАО «Щекиноазот» (3 очередь) (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерения измерений активной, реактивной электрической энергии, потребляемой объектами ОАО «Щекиноазот», а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии (ОРЭ) и другими внешними пользователями. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ реализована в объеме третьей пусковой очереди АИИС КУЭ ОАО «Щекиноазот» и представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной 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 (внешние пользователи) результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций (внешних пользователей);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) - (9 точек измерения), содержит в своем составе:

- измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983-2001;
- измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746-2001;
- вторичные измерительные цепи тока и напряжения;
- счетчики электрической энергии счетчики активной и реактивной электроэнергии EPQS122.23.17.LL класса точности 0,5S/0,5 и EPQS111.21.18.LL класса точности 0,2S/0,5 по ГОСТ Р 52323-05 для активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-05 для реактивной электроэнергии.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) содержит в своем составе:

- устройство терминальный контроллер ТК-16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов (далее - УСПД) ГР №27781-04 (1шт);

- устройство Шлюз E-422GSM для автоматизации измерений и учета энергоресурсов (далее-УСПД), ГР №46553-11 (2 шт);
- каналообразующая аппаратура.

3-ий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) содержит в своем составе:

- сервер, обеспечивающий функции сбора и хранения результатов измерений;
- технические средства для организации локальной вычислительной сети разграничения прав доступа к информации;
- радиосервер точного времени РСТВ-01-01 (далее УССВ), ГР № 40586-09;
- технические средства приема-передачи данных.

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 посредством линий связи RS – 485 каждые 30 минут поступает в УСПД. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

ИВК с периодичностью не реже чем один раз в сутки производится автоматизированный сбор результатов измерений с УСПД уровня ИВКЭ. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД. На верхнем – третьем уровне системы выполняется обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача результатов измерений в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ создана на основе УССВ РСТВ-01-01, в состав которого входит приемник сигналов точного времени от спутниковой глобальной системы позиционирования (GPS). Сличение времени часов УСПД происходит при каждом сеансе связи с сервером. Часы УСПД синхронизируются от часов сервера с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и сервера на значение превышающее ± 2 с (программируемый параметр). Часы счетчика синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с (программируемый параметр).

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сутки.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

В АИИС КУЭ предусмотрена многоуровневая защита от несанкционированного доступа: система паролей в ПО, пломбирование счетчиков и информационных цепей.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется аппаратно - программный комплекс (АПК) для автоматизации учета энергоресурсов «ТЕЛЕСКОП+», включающий в себя сервер сбора (СС) и сервер базы данных (СБД), программное обеспечение (ПО) «ТЕЛЕСКОП+».

Программные средства СС и СБД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО ИВК «Телескоп+» версия 4.04, ПО СОЕВ.

Идентификационные данные программного обеспечения «ТЕЛЕСКОП+» версия 4.0.4 приведены в Таблице 1.

Таблица 1

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
Сервер сбора данных	Server_MZ4.dll	1.0.1.1	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c	MD5 checksums generated by MD5summer
Пульт диспетчера	PD_MZ4.dll	1.0.1.1	2b63c8c01bcd61c4f5b15e097f1ada2f	
АРМ Энергетика	ASCUE_MZ4.dll	1.0.1.1	cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca	

На метрологические характеристики модуля вычислений оказывают влияние пересчётные коэффициенты, которые используются для пересчёта токов, и напряжений считанных из измерительных каналов счётчика, в результирующий параметр (потребляемую мощность). Пересчёт происходит в базе данных (БД) при формировании отчетов. Значения пересчетных коэффициентов защищены от изменения путём ограничения доступа - паролем и фиксацией изменений в журнале событий.

Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя. Уровень защиты в соответствии с МИ 3286-2010– «высокий».

Метрологические и технические характеристики АИИС КУЭ

Состав измерительных каналов (ИК), значение характеристик погрешности АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2.

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	Первомайская ТЭЦ, КЛ-110кВ ПТЭЦ-Восточная 1	ТОГФ-110 600/5; КТ 0,5 А.Зав. № 344 В.Зав. № 346 С.Зав. № 343	НКФ-110-57 110000/√3:100/√3 КТ 0,5 А.Зав.№ 934854 В.Зав.№ 934851 С.Зав.№ 934853	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5s/0,5 Зав.№ 01138951	Шлюз E-422 GSM №110519	А Р	±1,8 ±2,2	±3,3 ±4,7
2	Первомайская ТЭЦ, КЛ-110кВ ПТЭЦ-Восточная 2	ТОГФ-110 600/5; КТ 0,5 А.Зав. № 345 В.Зав. № 348 С.Зав. № 347	НКФ-110-57 110000/√3: 100/√3 КТ 0,5 А.Зав.№ 934850 В.Зав.№ 915352 С.Зав.№ 934852	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5s/0,5 Зав.№ 01138955			±1,8 ±2,2	±3,3 ±4,7
3	ПС 110/6кВ №140 (Восточная), РУ-6кВ, яч. 22 - Т-1 ТП-20 КуАз	ТПЛ-10-М 300/5; КТ 0,5 А.Зав. № 2905 С.Зав. №2906	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 А,В,С Зав.№ 3473	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5s/0,5 Зав.№ 01138954	Шлюз E-422 GSM №110904		±1,8 ±2,2	±3,3 ±4,7
4	ПС 110/6кВ№140 (Восточная), РУ-6кВ, яч. 51 - Т-2 ТП-20 КуАз	ТПЛ-10-М 300/5;КТ 0,5 А.Зав. № 2971 С.Зав. № 2972	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 А,В,С Зав.№ 2471	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5s/0,5 Зав.№ 01138944			±1,8 ±2,2	±3,3 ±4,7
5	ПС 110/6кВ№140 (Восточная), РУ-6кВ, яч. 10 - Т-1 ТП-22,21 КуАз	ТПЛ-10-М 300/5; КТ 0,5 А.Зав. № 2973 С.Зав. №2974	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 А,В,С Зав.№ 3473	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5s/0,5 Зав.№ 01138945			±1,8 ±2,2	±3,3 ±4,7
6	ПС 110/6кВ№140 (Восточная), РУ-6кВ, яч. 39 - Т-2 ТП-22,21 КуАз	ТПЛ-10-М 300/5;КТ 0,5 А.Зав. № 2916 С.Зав. № 2917	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 А,В,С Зав.№ 2471	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5s/0,5 Зав.№ 01138997			±1,8 ±2,2	±3,3 ±4,7
7	ПС 110/6кВ№140 (Восточная), РУ-6кВ, яч. 19 -Т-1 ТП-23,24 КуАз	ТПЛ-10-М 300/5; КТ 0,5 А. Зав. №2804 С. Зав. №2812	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 А,В,С Зав.№ 196	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5s/0,5 Зав.№01138947			±1,8 ±2,2	±3,3 ±4,7
8	ПС 110/6кВ№140 (Восточная), РУ-6кВ, яч. 42 - Т-2 ТП-23,24 КуАз	ТПЛ-10-М 300/5;КТ 0,5 А.Зав. № 2609 С.Зав. № 2975	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 А,В,С Зав.№ 247	EPQS 122.23.17LL КТ 0,5s/0,5 Зав.№01138950			±1,8 ±2,2	±3,3 ±4,7

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
9	ПС 6/0,4 кВ № 44, РУ-6, яч.16 - ЗАО "Сталинвест" ввод 2	ТПЛ-10-М 400/5;КТ 0,5 А.Зав. № 2965 С. Зав.№3009	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 А,В,С Зав.№ 44-2-11	EPQS 111.21.18LL КТ 0,2s/0,5 Зав.№ 461889	ТК-16L №200601006	А Р	±1,3 ±2,2	±2,9 ±4,7

Примечания:

1. Характеристики относительной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (30 мин.).
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
3. Нормальные условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение от $0,98 \cdot U_{ном}$ до $1,02 \cdot U_{ном}$;
- сила тока от $I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$, $\cos\varphi=0,9$ инд;
- температура окружающей среды: от 15 до 25 °С.

4. Рабочие условия эксплуатации компонентов АИИС КУЭ:

- напряжение питающей сети $0,9 \cdot U_{ном}$ до $1,1 \cdot U_{ном}$,
- сила тока от $0,05 \cdot I_{ном}$ до $1,2 \cdot I_{ном}$;
- температура окружающей среды:

для счетчиков электроэнергии от минус 40 до плюс 60°С ; для трансформаторов тока по ГОСТ 7746-2001; для трансформаторов напряжения по ГОСТ 1983-2001; для устройств автоматизации измерений и учета энергоресурсов (УСПД) от минус 40 до плюс 60°С; для сервера от плюс 10 до плюс 35 °С.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $I=0,05 I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до +40 °С.

6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков электроэнергии на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена компонентов системы на однотипные утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном на ОАО «Щекиноазот» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электроэнергии EPQS– среднее время наработки на отказ не менее 70000 часов;
- трансформатор тока - среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср} = 400\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности не более $t_b = 2$ ч;
- устройство ТК-16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов – среднее время наработки на отказ не менее 35000 часов;
- устройство «Шлюз E-422GSM» для автоматизации измерений и учета энергоресурсов – среднее время наработки на отказ не менее 55000 часов;

- радиосервер точного времени РСТВ-01-01 – среднее время наработки на отказ не менее 55000 часов;
- сервер (параметры надежности: коэффициент готовности $K_g = 0,99$, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 30$ мин).

Надежность системных решений:

- резервирование питания с помощью устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации – участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи;

Регистрация событий:

в журнале счётчика:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени;

• журнал ИВК:

- параметрирование;
- попытка не санкционированного доступа;
- коррекция времени;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
 - установка пароля на счётчик;
 - установка пароля на сервер;

Возможность коррекции времени в:

- электросчётчиках (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:

- электросчётчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 2730 часов.
- сервер баз данных обеспечивает хранение результатов измерений, состояний средств измерений на срок не менее 3,5 лет.
- устройства ТК-16L, ШЛЮЗ Е-422(GSM) для автоматизации измерений и учета энергоресурсов обеспечивают хранение данных о электропотреблении (профиль нагрузки счетчиков), не менее 45 суток, время сохранения измерительной информации в устройстве при пропадании напряжения питания-10 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средств измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на создание АИИС КУЭ, а также эксплуатационной документацией – формуляром (ФО 4222-2012АС001-5040099482-2013

Поверка

осуществляется в соответствии с документом о поверке:

- система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии. Методика поверки. МП 4222-2012АС001-5040099482-2013, утверждена ГЦИ СИ ФБУ «Самарский ЦСМ» 13 ноября 2013г..

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- средства измерений падения напряжения в линии соединения счетчика с ТН в соответствии с утвержденным документом «Методика выполнения измерений падения напряжения в линии соединения с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации».
- трансформаторов тока в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторов напряжения в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- средства измерений по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений вторичной нагрузки ТН в соответствии с МИ 3196-2009. «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- счетчиков EPQS – по методике поверки РМ 1039597-26:2002 «Счётчик электрической энергии многофункциональный EPQS», утвержденной Государственной службой метрологии Литовской Республики;
- устройство сбора и передачи данных «ТК-16L» - в соответствии с разделом «Методика поверки» руководства по эксплуатации АВБЛ.002.003.РЭ (на комплексы аппаратно-программные для автоматизации учета электроэнергии «ТЕЛЕСКОП»), утвержденного ГЦИ СИ ВНИИМС в 2004 г.;
- устройство «ШЛЮЗ Е-422(GSM)» – в соответствии с методикой поверки АВБЛ.468212.036 МП, утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2007 г.;
- радиосерверов точного времени РСТВ-01-01 – в соответствии с разделом 5 в Руководстве по эксплуатации «ПЮЯИ.468212.039РЭ», утверждённым ГЦИ СИ ФГУП ВНИИФТРИ в январе 2009 г.
- радиочасы МИР РЧ-01, ПГ±1 мкс;

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учёта электроэнергии ОАО «Щекиноазот» (3 очередь) приведены в документе - «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии (мощности) ОАО «Щекиноазот» (3 очередь) для оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) - ЦПА.424340.02-ЩА.МИ. Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 73/01.00181-2008/2013 от 05 ноября 2013г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии ОАО «Щекиноазот» (3 очередь)

- 1) ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
- 2) ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
- 3) ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- 4) ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
- 5) ГОСТ Р 52322-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 2I. Статические счетчики активной энергии классов точности 1 и 2».
- 6) 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».
- 7) ГОСТ Р 52425-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
- 8) Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ОАО «Щекиноазот». Технорабочий проект ЦПА.424340-ЩА.РД (Пояснительная записка. Рабочая документация).

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электроэнергии ОАО «Щекиноазот» (3 очередь)

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Заявитель

ЗАО «Центр промышленной автоматизации»

Юридический адрес: 107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, д. 21, корп. 41, офис 28

Тел. (495) 967-96-10

Почтовый адрес: 107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, д. 21, корп. 41, офис 28 А/Я 71

Тел. (495) 967-96-10

Испытательный центр

ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» ФБУ «Самарский ЦСМ»

аттестат аккредитации № 30017-13;

Почтовый адрес: 443013 г. Самара, пр. Карла Маркса, 134,

Тел/факс: (846) 336 - 08 – 27, (846) 336 - 15 – 54;

E-mail: referent@samaragost.ru

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30017-13 от 21.10.2013 г.

Заместитель Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию и метрологии

_____ Ф.В. Булыгин

М.п.

"_____" _____ 2013 г.