

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Томскнефть» ВНК с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Томскнефть» ВНК с Изменением № 1 является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Томскнефть» ВНК, Свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 40823, регистрационный № 45195-10 и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 80, 81, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Томскнефть» ВНК с Изменением № 1 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой трехуровневую территориально-распределенную информационно-измерительную систему с централизованным управлением.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое выполнение измерений 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, мощности на 30-минутных интервалах;
- периодический (1 раз в 30 минут, час, сутки) и /или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени измеренных данных о приращениях электроэнергии с дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- автоматическое сохранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов измерений на сервер АИИС КУЭ и автоматизированные рабочие места (АРМы);
- предоставление по запросу доступа к результатам измерений, данным 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 пломб, паролей и т.п.);
- диагностику и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счётчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

2-й уровень – устройства сбора и передачи данных (УСПД) ОМЬ-40 и МИР УСПД-01.00.

3-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналобразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, радиочасы МИР РЧ-01, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

Первичные 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 по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, осуществляется ее хранение, накопление и передача накопленных данных по основному каналу связи с помощью следующих каналов связи:

- RS-485;
- радиоканал с использованием радиомодема INTEGRA-TR;
- спутниковый канал, с использованием терминалов GSP-1620;
- выделенная оптоволоконная линия связи на основе ЦВОЛТ «Гвоздь»;
- резервный канал связи с помощью сотового канала связи Siemens MC35.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации-участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД (автоматически и по запросу) через выделенный канал Internet (основной канал) и с помощью модема ZyXEL U336 через телефонную сеть общего пользования.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), состоящей из радиочасов МИР РЧ-01, внутренних часов счетчиков, УСПД, сервера АИИС КУЭ. Время сервера БД синхронизировано со временем радиочасов МИР РЧ-01, сличение ежесекундное. Время УСПД синхронизировано со временем сервера БД, корректировка осуществляется каждые 60 мин. Сличение времени счетчиков со временем УСПД один раз в сутки, корректировка времени счетчиков производится при расхождении со временем УСПД ± 2 с. Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

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.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» (по МИ 3286-2010). Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – влияния нет.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения (ПО)

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
«Программный комплекс УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»	Библиотека модулей Импорт-Экспорт AtsImpExp.exe	3.0.1.1	3143e66976d1d9376f499 4381ad2eba4	md5
	ЦЕНТР СБОРА ДАННЫХ CENTERSBOR.exe	1.0.3.30	8e7929531cea524380dbc f500d35ab40	md5
	РАСЧЕТНЫЙ ЦЕНТР. Re-ports2.exe	2.10.0.605	1060af5c6540071ee0152 82a54defe0b	md5
	ЦЕНТР КОНТРОЛЯ. Account.exe	1.0.2.60	278d176a0b9252bc3881c 5f21492b6f0	md5

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологич. характеристик.		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/сервер		Основная погрешн., %	Погрешн. в раб. усл., %	
1	2	3	4	5	6	7	8	
80	ПС 110/35/6кВ «Григорьевская» ОРУ-110кВ 1Т (СС-3)	ТВГ-110-0,2 200/5 Кл. т. 0,2	НКФ-110-57-У1 110000/ 100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	МИР УСПД-01.00; HP ProLiant DL380 G3	Актив-ная, Реак-тивная	± 1,0 ± 2,0	± 2,1 ± 4,1
81	ПС 110/35/6кВ «Григорьевская» ОРУ-110кВ 2Т (СС-4)	ТВГ-110-0,2 200/5 Кл. т. 0,2	НКФ-110-57-У1 110000/ 100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0				
83	ПС 220/110/35/6 кВ «Советско-Соснинская», яч. №11 ЗРУ-6 кВ, резерв	ТПОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 У3 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5	ОМЬ-40; HP ProLiant DL380 G3	Актив-ная, Реак-тивная	± 1,2 ± 2,7	± 3,3 ± 4,7
84	ПС 220/110/35/6 кВ «Советско-Соснинская», яч. №6 ЗРУ-6 кВ, резерв	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 У3 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5				
85	ПС 220/110/35/6 кВ «Советско-Соснинская», яч. №41 ЗРУ-6 кВ, резерв	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 У3 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5				
86	ПС 220/110/35/6 кВ «Советско-Соснинская», яч. №31 ЗРУ-6 кВ, резерв	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5		СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5				

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	
87	ПС 220/110/35/6 кВ «Советско- Соснинская», яч. №30 ЗРУ-6 кВ, резерв	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-6-66 УЗ 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5	ОМЬ-40; HP ProLiant DL380 G3	Актив- ная, Реак- тивная	± 1,2 ± 2,7	± 3,3 ± 4,7
88	ПС 220/110/35/6 кВ «Советско- Соснинская», Ввод-35кВ №1 ОРУ-35 кВ, резерв	ТВ-35/25 600/5 Кл. т. 0,5	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5				
89	ПС 220/110/35/6 кВ «Советско- Соснинская», Ввод-35кВ №2 ОРУ-35 кВ, резерв	ТВ-35/25 600/5 Кл. т. 0,5	НАМИ-35 УХЛ1 35000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5				
90	ПС 220/10 кВ «Раскино», яч. №14 ЗРУ-10 кВ, резерв	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-10- 66УЗ 10000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5	ОМЬ-40; HP ProLiant DL380 G3			
91	ПС 220/10 кВ «Раскино», яч. №4 ЗРУ-10 кВ	ТВЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5	НТМИ-10- 66УЗ 10000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/0,5				

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Нормальные условия:
 - параметры сети: напряжение (0,95 – 1,05) $U_{НОМ}$; ток (1 – 1,2) $I_{НОМ}$, $\cos\phi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды (20 ± 5) °С.
- Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение (0,9 – 1,1) $U_{НОМ}$; ток (0,01–1,2) $I_{НОМ}$; 0,5 инд. ≤ $\cos\phi$ ≤ 0,8 емк.
 - допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 60 до плюс 50 °С, для счетчиков от минус 40 до плюс 60 С; для сервера от плюс10 до плюс 35 °С;
- Погрешность в рабочих условиях указана для тока 0,05 $I_{ном}$, $\cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 40 °С;
- Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.
- 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.
- Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Госреестр средств измерений.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчики – среднее время наработки на отказ не менее 90000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 24$ ч;
- сервер (параметры надежности: коэффициент готовности 0,99, среднее время восстановления работоспособности $t_{в} = 1$ 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 - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; сохранение информации при отключении питания - не менее 10 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - 45 сут (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания - 3 года;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист паспорта на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Томскнефть» ВНК.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Номер в Федеральном информационном фонде	Количество, шт.
Счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М.01	36697-12	2
Счетчик электроэнергии СЭТ-4ТМ.02.2	20175-01	9
Трансформатор тока ТВГ-110	22440-07	6
Трансформатор тока ТПЛ-10	1276-59	6
Трансформатор тока ТПОЛ-10	1261-59	4
Трансформатор тока ТВ-35/25	4462-74	2
Трансформатор тока ТВЛМ-10	1856-63	4
Трансформатор напряжения НКФ-110-57-У1	14205-94	6
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66 УЗ	2611-70	4
Трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1	19813-05	2
Трансформатор напряжения НТМИ-10-66УЗ	831-69	2
МИР УСПД-01.00	27420-08	1
ОМЬ-40	19815-05	2
МИР РЧ-01	27008-04	1
НР ProLiant DL380 G3	-	1
Методика поверки	-	1
Формуляр	-	1
Руководство по эксплуатации	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 45195-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Томскнефть» ВНК с Изменением № 1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 01.09.2013 г.

Средства поверки измерительных компонентов:

- средства поверки ТТ по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки ТН по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-2011;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02 – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.087 РЭ1, раздел «Методика поверки», согласованным ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ»;
- МИР УСПД-01 – в соответствии с методикой, изложенной в разделе 10 документа «Устройства сбора и передачи данных МИР УСПД-01. Руководство по эксплуатации», согласованной с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2008 г.;
- ОМЬ-40 – в соответствии с методикой, изложенной в разделе 11 документа «М99.073.00.000 РЭ. Контроллер ОМЬ-40. Руководство по эксплуатации», согласованной с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в июне 2005 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01 – в соответствии с разделом 8 «Методика поверки» руководства по эксплуатации М01.063.00.000 РЭ, согласованным ФГУП «ВНИИФТРИ» 19.03.2004 г.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Томскнефть» ВНК. Руководство по эксплуатации».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

ГОСТ 1983-2001	«Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
ГОСТ 7746-2001	«Трансформаторы тока. Общие технические условия».
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».
ГОСТ Р 52425-2005	«Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии».
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.

Заявитель

ООО «Энсис Технологии»
Юридический адрес: 105082, г. Москва, Спартаковская пл., д. 14, стр. 1
Почтовый адрес: 105082, г. Москва, улица Большая Почтовая, дом 18/20, строение 2Б
Тел: 8 (495) 797 97 66

Изготовитель

ООО «НПО «МИР»
Адрес: 644105, г. Омск, ул. Успешная, 51
Тел./факс: +7 (3812) 354-710, 354-700

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

Ф.В. Булыгин

«___»_____2013 г.

М.п.