

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» с Изменениями № 1, № 2

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (далее по тексту - АИИС КУЭ) является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 40201, регистрационный № 44693-10 и ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» с Изменением № 1, свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 46300, регистрационный № 44693-12, включает в себя описание измерительных каналов, приведенных в таблице 2. АИИС КУЭ предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005, в режиме измерений активной электроэнергии, по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – уровень информационно-вычислительного комплекса энергоустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД), технические средства приема/передачи данных (каналообразующая аппаратура) и программное обеспечение (ПО).

3-й уровень - информационно-измерительный комплекс (ИВК) ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская», ПС 220/110/35/10 кВ «Янга-Яха», ПС 220/110/35/6 кВ «Пуль-Яха», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных, устройства синхронизации системного времени и ПО.

4-й уровень - информационно-измерительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и 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 преобразуют 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, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, осуществляется ее хранение, накопление и передача накопленных данных на третий уровень системы.

На третьем уровне системы выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов в ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская», ПС 220/110/35/10 кВ «Янга-Яха», ПС 220/110/35/6 кВ «Пуль-Яха», передача информации о результатах измерений, состоянии средств измерений в формате XML-макетов 80020, 80030 в ИВК АИИС КУЭ ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» через выделенный канал Internet.

На верхнем – четвертом уровне системы - ИВК АИИС КУЭ ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. ИВК АИИС КУЭ ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», с периодичностью раз в сутки или по запросу получает от ИВК ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская», ПС 220/110/35/10 кВ «Янга-Яха», ПС 220/110/35/6 кВ «Пуль-Яха» данные коммерческого учета для каждого канала учета за сутки. Данные содержат информацию о 30-минутных приращениях активной и реактивной электроэнергии, состоянии средств измерений (журналы событий устройств сбора и передачи данных и счетчиков электроэнергии) на соответствующих АИИС КУЭ.

Измерительная информация записывается в базу данных. АРМ субъекта оптового рынка подключенный к базе данных (ИВК) в автоматическом режиме, с использованием ЭЦП, раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML всем заинтересованным субъектам (ПАК ОАО «АТС», ИВК филиала «СО ЕЭС» Тюменского РДУ, смежным субъектам).

Информационный обмен с ИВК ПС осуществляется по электронной почте по каналу Internet.

Передача данных в ПАК ОАО «АТС», ИВК филиала «СО ЕЭС» Тюменского РДУ от ИВК ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская», ПС 220/110/35/10 кВ «Янга-Яха», ПС 220/110/35/6 кВ «Пуль-Яха» - осуществляется через ИВК ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени, состоящей из устройства синхронизации системного времени радиочасов МИР РЧ-01, предназначенных для приема сигналов GPS и выдачи последовательного импульсного временного кода; пределы допускаемой абсолютной погрешности привязки переднего фронта импульса к шкале координированного времени составляют  $\pm 1$  мкс. Время сервера ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» синхронизировано со временем радиочасов МИР РЧ-01, сличение ежесекундное. ИВК ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская», ПС 220/110/35/10 кВ «Янга-Яха», КУЭ ПС 220/110/35/6 кВ «Пуль-Яха» оснащены устройствами синхронизации времени, на основе приемников сигналов точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), входящих в состав УСПД ЭКОМ-3000. Устройства синхронизации времени обеспечивают автоматическую коррекцию часов УСПД. Погрешность синхронизации УСПД не более 0,1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на  $\pm 2$  с. Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает  $\pm 5$  с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов и расхождение времени в секундах в момент непосредственно предшествующий корректировке.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» используется программное обеспечение ПК "УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ" версии 1.9.6, 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".

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
1	2	3	4	5
МИР Сервера Тревог	AlarmServer\AlarmCfg.dll	1.0.0.17	ac64a9d1b6d0bd7aa5d63a172d2bdae5	md5
Сервер тревог	AlarmServer\AlarmServer.exe	2.0.0.135	f77c90eac79a2cacd8e5656167cc63a2	md5
SCADA МИР	AlarmViewer\AlarmView.ocx	1.1.1.15	0bd990a61d53e87552da00bcdb6f3b87	md5
SCADA МИР	AlarmViewer\AlarmWorker3.exe	1.1.1.4	530fd39047bebb240a48cbf582a3d6c3	md5
SCADA МИР	Aristo\aristo.exe	1.0.0.3	3c1842a7d039715aa4425d8bee980d5e	md5
Сервер авторизации	AuthServer\AuthCnfg.dll	2.1.0.5	b0fc2c20b022ef19f286ebd23f11188c	md5
Сервер авторизации	AuthServer\AuthServer.exe	2.0.0.2	1adfcc25983d8f7d27281202788c2a58	md5
Конфигуратор контроллеров МИР	ControllerCfgMir_014\ControllerCfgMir.exe	1.0.2.33	35d83f7c37df5035876a1c68e21d782c	md5
МИР Центр управления	ControlCenterAuth\starter.exe	3.0.0.25	f6eaae95770b434920f5478c50e66db7	md5
ПК "Учет энергоресурсов"	EnergyRes\Account.exe	1.0.2.55	78168613562b6227d28c90335ad4cfd9	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\AppConf.dll	2.1.0.218	47a9440cc7024a0b642603e8acf67431	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\APPSERV.DLL	2.1.0.670	cd00abbb467afa2c2cb9a19d2b16f01b	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\AUTOUPD.EXE	2.1.0.91	30a5f29d4b899f48eabdd76a7ea674c6	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\CalcPowers.exe	2.1.1.8	e2c2d830bc2e93e5e8fc5c9593b89164	md5
ПК "Учет энергоресурсов"	EnergyRes\ENERGYADMIN.EXE	1.1.3.39	5e3b414d8ba3ba93795ec5c0f142cf07	md5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
---	---	---	---	---

Учет энергоресурсов	EnergyRes\ImpExpXML.dll	2.1.0.116	42f0006ede04c3d9df633b1ff0b3fe5d	md5
The cURL library	EnergyRes\libcurl_ex.dll	7.20.0.0	2bee3f358efb6dc64c9688939d0810ae	md5
MirImpExp	EnergyRes\MirImpExp.exe	2.4.5.6	9d6e32f0a01c2962383e9a5d806ae3a4	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\ReplSvc.exe	2.1.0.100	9d3d9232247d0604d278d0ba6a6d1950	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\Reports2.exe	2.10.0.587	d7546c15ffac1fcbc0a5cd493f633379	md5
Borland Socket Server	EnergyRes\scktsrvr.exe	11.1.2902.10492	aed35de2c9e8f84e59510c777d9355dd	md5
Служба сбора данных	EnergyRes\ServiceDataCapture.exe	1.0.2.11	2be9d9d942ad0c7c801e268da6780c67	md5
	EnergyRes\SPECIFICNORM.DLL	1.0.0.109	6d88f8be081970bbc18c6f8f282377a5	md5
SpecificNorm	EnergyRes\SpecificNorm.exe	1.1.2.11	451506f4cdc84024f61d73fe3ba5efce	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\WatchDog.exe	2.1.0.28	e471f967897c123ab424ddd1c517617a	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\WebServ.exe	2.1.0.88	9cd1b88c5d22b713af6acf6bb254c8f6	md5
Каскад	GoldenWay\goldenway.exe	1.2.0.18	3c0a24e1cb9bc01b0d5f532487eebde4	md5
ПК Центр синхронизации времени	GPSServer\GPSCnfg.dll	1.0.0.2	0db7f9859e3e4e6b2362aae9a5106fe8	md5
ПК Центр синхронизации времени	GPSServer\GPSService.exe	1.0.0.2	b323e928abcc5ae1ce623c158f22be7c	md5
ПК Центр синхронизации времени	GPSServer\MonitorGPS.exe	1.0.0.2	ae547ea3f11465a088e4a1ee079ff7cb	md5
ОПС сервер "Омь"	OPCServerV30\MirDrv.dll	2.2.2.180	d54b64a1dd0f0242152e7d79fa99e7c9	md5
Библиотека драйверов "Канал счетчика электроэнергети"	OPCServerV30\Plugins\EChannel.dll	2.0.0.0	82cb2bd92be53e4ea6229a6b0584444f	md5
Библиотека драйверов "Счетчики электрические"	OPCServerV30\Plugins\SchElectric.dll	4.1.3.1	a2d66d6a71fa575d69fc5593a4d3a164	md5
Библиотека драйверов "Системный монитор"	OPCServerV30\Plugins\SysEvent.dll	1.0.2.2	30397da31e4736dd43172942d59f67b6	md5
ОПС сервер	OPCServerV30\ServerOm3.exe	3.1.0.28	e8b38b56979871f96572216af31bd384	md5
Конфигуратор УСПД	USPDCnf\USPDCnfEx.exe	4.0.5.195	b20d92b46e861b0602ed283fa07b5ccb	md5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Конфигуратор УСПД	USPDCConf\USPDCo nfEx_Old.exe	4.0.0.179	8030b932f43236770 f233b97e0af1c23	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Bor land.Delphi.dll	12.0.3210.17555	314eb92f881d9a9d7 8e148bfaad3fad0	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Bor land.Vcl.dll	12.0.3210.17555	19fdf1ad36b0578f47 f5e56b0ff3f1ff	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Bor land.VclDbRtl.dll	12.0.3210.17555	14c5ee3910809a290 4e6dd189a757096	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Bor land.VclDSnap.dll	12.0.3210.17555	74df685b9c43d2467 d24d9f4b5f5159e	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Bor land.VclRtl.dll	12.0.3210.17555	36aa1ea4a30938e29 c84ffa94cb57f09	md5
Assembly imported from type library 'AppServ'.	WebCalcPowers\Inte rop.AppServ.dll	1.0.0.0	91658c883821f53f3 bc9d85636b07477	md5
Assembly imported from type library 'Midas'.	WebCalcPowers\Inte rop.Midas.dll	1.0.0.0	af52101ff1e8d64cf3 9c5664bc9f45e8	md5
SilverKeeper	WebCalcPowers\Silv erKeeper.exe	1.2.0.12	0a39c82907fed4cdbe 5a7b9b94ee4ab9	md5
ПК "Учет энерго- ресурсов"	Копия EnergyRes\ACCOU NT.EXE	1.0.2.43	e1b81ad39ea77f50b 79c79dca212051a	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\APPCO NF.DLL	1.9.6.203	3c62e8ba639519e5b 9c87f8cbe68826a	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\APPSER V.DLL	2.1.0.661	f1181ce847d7e1ae4e 0d9294389d37d6	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\AUTOU PD.EXE	1.9.6.84	89c55753f1fa19c5b8 434bbf03a94266	md5
ПК "Учет энерго- ресурсов"	Копия EnergyRes\ENERG YADMIN.EXE	1.1.3.27	a6bebfd598f0f95d3 ef4e8e8d045fe5	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\IMPEXP XML.DLL	1.9.6.104	6e51cc0da17baf4ac0 59f5ffd229183a	md5
MirImpExp	Копия EnergyRes\MirImpE xp.exe	2.3.1.680	e94e66d3bf87cb9fcf 6fce887ecaa21a	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\REPLSV C.EXE	1.9.6.98	134668b26fd75d025 802e5bb2f14f197	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\REPORT S2.EXE	2.6.6.473	f92645d26b7bd2546 da44b3936b2ac1b	md5

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
Borland Socket Server	Копия EnergyRes\ScktSrvr.exe	11.1.2902.10492	afde45c0f793a25ffeb afb5895c9cd30	md5
Служба сбора данных	Копия EnergyRes\ServiceDataCapture.exe	1.0.2.8	688132dbe68075bb4 77fa721135e4f62	md5
	Копия EnergyRes\SPECIFICNORM.DLL	1.0.0.109	6d88f8be081970bbc 18c6f8f282377a5	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\WatchDog.exe	1.9.5.26	a04fcb867577a8e9a3 21f6188bb67351	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\WebServ.exe	1.8.0.3	a233572d5b3406384 3210110f3b12647	md5
Microsoft Visual C++ 2010 x86 Redistributable	Скрипт MD5\vcredist_x86.exe	10.0.30319.1	b88228d5fef4b6dc01 9d69d4471f23ec	md5

Системы автоматизированные информационно-измерительные комплексного учета энергоресурсов МИР, в состав которых входит ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ» внесено в Госреестр СИ РФ № 36357-07;

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»;

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С».

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 - Состав измерительных каналов и метрологических характеристик.

ИК		Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК		
Номер ИК	Наименование объекта	Вид СИ, класс точности,	Обозначение, тип		Заводской номер		Основная погрешность ИК, ± %	Погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации, ± %	
		коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке					cos φ = 0,87 sin φ = 0,5	cos φ = 0,5 sin φ = 0,87	
1	2	3	4		5	6	7	8	
ПС 220/110/35/10 кВ «Янга-Яха»									
1	ВЛ-110 Янга-Яха-Спорышевская-1	ТТ	КТ=0,5	A	MR-110	№ н/д	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=300/5	B	MR-110	№ н/д			
				C	MR-110	№ н/д			
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83 ХЛ1	№ 50897			
			КТН=110000/100	B	НКФ-110-83 ХЛ1	№ 50008			
			1188-84	C	НКФ-110-83 ХЛ1	№ 51058			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1	EA02RAL-P4B-4		№ 01101110			
16666-07									
2	ВЛ-110 Янга-Яха-Спорышевская-2	ТТ	КТ=0,5	A	MR-110	№ н/д	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=300/5	B	MR-110	№ н/д			
				C	MR-110	№ н/д			
		ТН	КТ=0,5	A	НКФ-110-83 ХЛ1	№ 50016			
			КТН=110000/100	B	НКФ-110-ПХЛ1	№ 5954			
			1188-84	C	НКФ-110-83 ХЛ1	№ 50083			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1	EA02RAL-P4B-4		№ 01101202			
16666-07									

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
3	ПС Янга-Яха ОВ-110	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ 110Б-Ш ХЛ1	№ 8034	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=1000/5	В	ТФЗМ 110Б-Ш ХЛ1	№ 8120			
			2793-88	С	ТФЗМ 110Б-Ш ХЛ1	№ 8059			
		ТН	КТ=0,5	А	НКФ-110-83 ХЛ1	№ 50016			
			КТН=110000/100	В	НКФ-110-ПХЛ1	№ 5954			
			1188-84	С	НКФ-110-83 ХЛ1	№ 50083			
			КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 16666-07	ЕА02RAL-P4B-4		№ 01101179			
ПС 220/110/35/6 кВ «Пуль-Яха»									
4	ВЛ-35 Куст 14-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-У1	№ 34868	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=200/5	В	-	-			
			26417-04	С	ТФЗМ-35А-У1	№ 34865			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1	№ 293			
			КТН=35000/100	В					
			19813-00	С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 16666-07	ЕА02RAL-P4B-4W		№ 01176265					
5	ВЛ-35 Куст 14-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-ХЛ1	№ 68187	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=200/5	В	-	-			
			8555-81	С	ТФЗМ-35А-ХЛ1	№ 58842			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1	№ 275			
			КТН=35000/100	В					
			19813-00	С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1 16666-07	ЕА02RAL-B-4		№ 01113363					



Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
6	ВЛ-35 Куст 22-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-У1	№ 26058	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=200/5	В	-	-			
			26417-04	С	ТФЗМ-35А-У1	№ 26036			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1	№ 293			
			КТН=35000/100	В					
			19813-00	С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1	ЕА02RAL-P4B-4W		№ 01176317					
	16666-07								
7	ВЛ-35 Куст 22-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-У1	№ 26472	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=200/5	В	-	-			
			26417-04	С	ТФЗМ-35А-У1	№ 49493			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1	№ 275			
			КТН=35000/100	В					
			19813-00	С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1	ЕА02RAL-P4B-4W		№ 01174667					
	16666-07								
8	ВЛ-35 Куст 23-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-У1	№ 34638	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=200/5	В	-	-			
			26417-04	С	ТФЗМ-35А-У1	№ 37609			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1	№ 293			
			КТН=35000/100	В					
			19813-00	С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1	ЕА02RAL-P4B-4		№ 01101195					
	16666-07								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
9	ВЛ-35 Куст 23-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-У1	№ 37463	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=200/5	В	-	-			
			26417-04	С	ТФЗМ-35А-У1	№ 37661			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1	№ 275			
			КТН=35000/100	В					
			19813-00	С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1	ЕА02РАL-Р4В-4		№ 01101062					
	16666-07								
10	ВЛ-35 Куст 28-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-У1	№ 34233	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=200/5	В	-	-			
			26417-04	С	ТФЗМ-35А-У1	№ 34271			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1	№ 293			
			КТН=35000/100	В					
			19813-00	С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1	ЕА02РАL-Р4В-4		№ 01101111					
	16666-07								
11	ВЛ-35 Куст 28-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-У1	№ 34263	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=200/5	В	-	-			
			26417-04	С	ТФЗМ-35А-У1	№ 34219			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1	№ 275			
			КТН=35000/100	В					
			19813-00	С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1	ЕА02РАL-В-4		№ 01113608					
	16666-07								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
12	ВЛ-35 Куст 29-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-У1	№ 34238	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=200/5	В	-	-			
			26417-04	С	ТФЗМ-35А-У1	№ 34248			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1	№ 293			
			КТН=35000/100	В					
			19813-00	С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1	ЕА02RAL-P4B-4		№ 01101056					
	16666-07								
13	ВЛ-35 Куст 29-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФЗМ-35А-У1	№ 33886	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=200/5	В	-	-			
			26417-04	С	ТФЗМ-35А-У1	№ 34211			
		ТН	КТ=0,5	А	НАМИ-35 УХЛ1	№ 275			
			КТН=35000/100	В					
			19813-00	С					
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1	ЕА02RAL-P4B-W		№ 01176315					
	16666-07								
ПС 500/220/110/35/10 кВ «Холмогорская»									
14	ВЛ 35 Восточная-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФН-35М	№ 1045	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=200/5	В	-	-			
			3690-73	С	ТФН-35М	№ 22026			
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1465302			
			КТН=35000/100	В	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1250203			
			912-05	С	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1145806			
Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1	ЕА02RAL-B-4		№ 01113620					
	16666-07								

Продолжение таблицы 2

1	2	3		4		5	6	7	8
15	ВЛ 35 Восточная-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФН-35М	№ 15158	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=300/5	В	-	-			
			3690-73	С	ТФН-35М	№ 15146			
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1463857			
			КТН=35000/100	В	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1463852			
			912-70	С	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1191521			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1	ЕА02РАL-В-4		№ 01113759			
16666-07									
16	ВЛ 35 ЦПС-1	ТТ	КТ=0,5	А	ТФН-35М	№ 13258	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=300/5	В	-	-			
			3690-73	С	ТФН-35М	№ 13276			
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1465302			
			КТН=35000/100	В	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1250203			
			912-05	С	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1145806			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1	ЕА02РАL-Р4В-4		№ 01101078			
16666-07									
17	ВЛ 35 ЦПС-2	ТТ	КТ=0,5	А	ТФН-35М	№ 14037	Активная Реактивная	±1,1 ±2,6	±3,0 ±4,7
			КТТ=200/5	В	-	-			
			3690-73	С	ТФН-35М	№ 13246			
		ТН	КТ=0,5	А	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1463857			
			КТН=35000/100	В	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1463852			
			912-70	С	ЗНОМ-35-65 У1	№ 1191521			
		Счетчик	КТ=0,2S/0,5 Ксч=1	ЕА02РАL-Р4В-4		№ 01101124			
16666-07									

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);

2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;

3. Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение  $(0,98 \div 1,02) U_{ном}$ ; ток  $(1 \div 1,2) I_{ном}$ , частота -  $(50 \pm 0,15)$  Гц;  $\cos\varphi = 0,9$  инд.;
- температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус 40 °С до + 50 °С; счетчиков - от + 18 °С до + 25 °С; ИВК - от + 10 °С до + 30 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1) U_{н1}$ ; диапазон силы первичного тока -  $(0,05 \div 1,2) I_{н1}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi)$   $0,5 \div 1,0$  ( $0,87 \div 0,5$ ); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения -  $(0,9 \div 1,1) U_{н2}$ ; диапазон силы вторичного тока -  $(0,02 \div 1,2) I_{н2}$ ; коэффициент мощности  $\cos\varphi(\sin\varphi)$  -  $0,5 \div 1,0$  ( $0,87 \div 0,5$ ); частота -  $(50 \pm 0,4)$  Гц;
- температура окружающей среды для счётчиков электроэнергии от минус 40 °С до плюс 60 °С;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

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 + 35 °С;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии ЕА02РАL в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже существующих.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик ЕвроАльфа – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 80000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- УСПД ЭКОМ-3000 – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 75000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 2$  ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее  $T = 100000$  ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 1$  ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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;

- коррекции времени в УСПД;
- журнал УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и сервере;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком;

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;
  - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- 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; 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 АИИС - хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» с Изменением № 2 типографским способом.

### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Кол-во, шт.
1	2
Трансформатор тока ТФЗМ-35А	20
Трансформатор тока МР-110	6
Трансформатор тока ТФЗМ-110Б	3
Трансформатор тока ТФН-35М	8
Трансформатор напряжения НАМИ-35	10
Трансформатор напряжения НКФ-110	9
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65	12
Счётчик электрической энергии ЕА02РАL	17
УСПД ЭКОМ	3
Методика поверки	1
Формуляр	1
Руководство по эксплуатации	1

### Поверка

Осуществляется по документу МП 44693-13 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» с Изменениями № 1, № 2. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3... 35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации», и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- трансформаторы тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- счетчики ЕвроАльфа - в соответствии с документом «ГСИ. Счетчики электрической энергии многофункциональные ЕвроАльфа. Методика поверки», согласованной с ГЦИ СИ ФГУП «Ростест-Москва» в сентябре 2007 г.;

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS).

### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

**Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» с Изменениями № 1, № 2**

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

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22:2003). 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 (МЭК 62053-23:2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.

МИ 3000-2006 «Системы автоматизированные информационно-измерительные коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Руководство по эксплуатации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

**Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений**

Осуществление торговли и товарообменных операций.

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «МИР»

ООО «НПО «МИР»

Юридический адрес: 644105, г. Омск, ул. Успешная, 51

Почтовый адрес: 644105, г. Омск, ул. Успешная, 51

Тел.: (3812) 61-95-75, 26-45-02

Факс: (3812) 61-81-76, 61-64-69

Е-mail: [info@mir-omsk.ru](mailto:info@mir-omsk.ru)

[www.mir-omsk.ru](http://www.mir-omsk.ru)

**Заявитель**

Общество с ограниченной ответственностью «Росэнергосервис»

ООО «Росэнергосервис»

Юридический адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Почтовый адрес: 600017, Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф.9

Тел.: (4922) 44-87-06

Факс: (4922) 33-44-86



**Испытательный центр**

Государственный центр испытаний средств измерений ФГУП «ВНИИМС»  
(ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес:

119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8 (495) 437-55-77

Аттестат аккредитации государственного центра испытаний № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

Ф.В. Булыгин

м.п. «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2013 г.