

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

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 включает в себя описание дополнительных 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-ый 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-ой уровень – уровень информационно-вычислительного комплекса энергоустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) МИР УСПД-01, технические средства приема/передачи данных (каналообразующая аппаратура) и программное обеспечение (ПО).

3-ий уровень - информационно-измерительный комплекс (ИВК), 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 по основному каналу связи с помощью следующих каналов связи:

- RS-485;
- радиоканал с использованием радиомодема INTEGRA-TR;
- резервный спутниковый канал, с использованием терминалов GSP-1620.

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.

АИС 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 ± 1 мкс. 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 системного времени не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИС КУЭ ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» используется ПО "УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ" версии 1.9.6, в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО "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 ПО "УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ".

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

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
1	2	3	4	5
МИР Сервера Тревог	AlarmServer\AlarmCfg.dll	1.0.0.17	ac64a9d1b6d0bd7aa5d63a172d2bdae5	md5
Сервер тревог	AlarmServer\AlarmSrv.exe	2.0.0.135	f77c90eac79a2cacd8e5656167cc63a2	md5
SCADA МИР	AlarmViewer\AlarmView.ocx	1.1.1.15	0bd990a61d53e87552da00bcd6f3b87	md5

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
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\startter.exe	3.0.0.25	f6eaae95770b434920f5478c50e66db7	md5
ПК "Учет энергоресурсов"	EnergyRes\Account.exe	1.0.2.55	78168613562b6227d28c90335ad4cf9	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	30a5f29d4b899f48eabbdd76a7ea674c6	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\CalcPower.exe	2.1.1.8	e2c2d830bc2e93e5e8fc5c9593b89164	md5
ПК "Учет энергоресурсов"	EnergyRes\ENERGYADMIN.EXE	1.1.3.39	5e3b414d8ba3ba93795ec5c0f142cf07	md5
Учет энергоресурсов	EnergyRes\ImpExp XML.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	aed35de2c9e8f84e59510c77d9355dd	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

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
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
OPC сервер "Омъ"	OPCServerV30\MirDrv.dll	2.2.2.180	d54b64a1dd0f0242152e7d79fa99e7c9	md5
Библиотека драйверов "Канал счетчика электроэнергии"	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
OPC сервер	OPCServerV30\ServerOm3.exe	3.1.0.28	e8b38b56979871f96572216af31bd384	md5
Конфигуратор УСПД	USPDConf\USPDConfEx.exe	4.0.5.195	b20d92b46e861b0602ed283fa07b5ccb	md5
Конфигуратор УСПД	USPDConf\USPDConfEx_Old.exe	4.0.0.179	8030b932f43236770f233b97e0af1c23	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Borland.Delphi.dll	12.0.3210.17555	314eb92f881d9a9d78e148bfaad3fad0	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Borland.Vcl.dll	12.0.3210.17555	19fdf1ad36b0578f47f5e56b0ff3f1ff	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Borland.VclDbRtl.dll	12.0.3210.17555	14c5ee3910809a2904e6dd189a757096	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Borland.VclDSnap.dll	12.0.3210.17555	74df685b9c43d2467d24d9f4b5f5159e	md5
CodeGear RAD Studio	WebCalcPowers\Borland.VclRtl.dll	12.0.3210.17555	36aa1ea4a30938e29c84ffa94cb57f09	md5
Assembly imported from type library 'AppServ'.	WebCalcPowers\Interop.AppServ.dll	1.0.0.0	91658c883821f53f3bc9d85636b07477	md5
Assembly imported from type library 'Midas'.	WebCalcPowers\Interop.Midas.dll	1.0.0.0	af52101ff1e8d64cf39c5664bc9f45e8	md5
SilverKeeper	WebCalcPowers\SilverKeeper.exe	1.2.0.12	0a39c82907fed4cdbe5a7b9b94ee4ab9	md5

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
ПК "Учет энергоресурсов"	Копия EnergyRes\ACCOU NT.EXE	1.0.2.43	e1b81ad39ea77f50b 79c79dca212051a	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\APPCONF.DLL	1.9.6.203	3c62e8ba639519e5b 9c87f8cbe68826a	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\APPSERV.DLL	2.1.0.661	f1181ce847d7e1ae4e 0d9294389d37d6	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\AUTOPD.EXE	1.9.6.84	89c55753f1fa19c5b8 434bbf03a94266	md5
ПК "Учет энергоресурсов"	Копия EnergyRes\ENERGYADMIN.EXE	1.1.3.27	a6bebaf598f0f95d3 ef4e8e8d045fe5	md5
Учет энергоресурсов	Копия EnergyRes\IMPEXP XML.DLL	1.9.6.104	6e51cc0da17baf4ac0 59f5ffd229183a	md5
MirImpExp	Копия EnergyRes\MirImpExp.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
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 ПО, внесены в Госреестр СИ РФ № 36357-07.
- Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ПК УЧЕТ ЭНЕРГО-

РЕСУРСОВ, 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 ЭНЕРГOREСУРСОВ.

- Оценка влияния ПО на метрологические характеристики СИ – метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «С» по МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

№ п/п	Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК		
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погреш- ность, %	Погреш- ность в ра- бочих усло- виях, %	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
ПС 110/35/6 кВ "Новогодняя"									
1	23	ВЛ-35 кВ Куст 38-1	ТОЛ-35-III 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 100 Зав.№ 107	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 0,2S/0,2 Зав.№ 123	A1R-3-AL- C29-T+ Кл. т. Зав.№ 01067118	МИР УСПД-01	Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 3,0 ± 4,4
2	24	ВЛ-35 кВ Куст 38-2	ТОЛ-35-III 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 93 Зав.№ 115	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 0,2S/0,2 Зав.№ 124	A1R-3-AL- C29-T+ Кл. т. Зав.№ 01067119		Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 3,0 ± 4,4
ПС 110/35/6 кВ "Крайняя"									
3	81	ВЛ-35 кВ Куст 8-1	ЗНОМ-35-65 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1463853 Зав.№ 1463854 Зав.№ 1463844	ТОЛ-35-III 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 94 Зав.№ 96	A1R-3-AL- C29-T+ Кл. т. 0,2S/0,2 Зав.№ 01067063	МИР УСПД-01 Зав.№ 04040	Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 3,0 ± 4,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4 82	ВЛ-35 кВ Куст 35-1	ТОЛ-35-III 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 98 Зав.№ 101	ЗНОМ-35-65 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1463853 Зав.№ 1463854 Зав.№ 1463844	A1R-3-AL-C29-T+ Кл. т. 0,2S/0,2 Зав.№ 01067115		Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 3,0 ± 4,8
5 83	ВЛ-35 кВ Куст 8-2	ТОЛ-35-III 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 92 Зав.№ 95	ЗНОМ-35-65 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1391691 Зав.№ 1391700 Зав.№ 1391689	A1R-3-AL-C29-T+ Кл. т. 0,2S/0,2 Зав.№ 01067074	МИР УСПД-01 Зав.№ 04040	Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 3,0 ± 4,4
6 84	ВЛ-35 кВ Куст 35-2	ТОЛ-35-III 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 103 Зав.№ 104	ЗНОМ-35-65 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1391691 Зав.№ 1391700 Зав.№ 1391689	A1R-3-AL-C29-T+ Кл. т. 0,2S/0,2 Зав.№ 01067100		Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 3,0 ± 4,4
ПС 110/35/6 кВ "Хрустальная"								
7 190	Ввод 110 кВ Т1	ТВГ-110 300/5 Кл. т. 0,2 Зав.№ 4148 Зав.№ 4188 Зав.№ 4187	CPB 123 110000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1HSE8579 717 Зав.№ 1HSE8679 274 Зав.№ 1HSE8703 216	A1R-3-AL-C29-T+ Кл. т. 0,2S/0,2 Зав.№ 01067066	МИР УСПД-01 Зав.№ 11076	Активная, реактивная	± 0,8 ± 1,7	± 1,6 ± 2,0
8 191	Ввод 110 кВ Т2	ТВГ-110 300/5 Кл. т. 0,2 Зав.№ 3952 Зав.№ 3957 Зав.№ 4040	CPB 123 110000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1HSE8679 718 Зав.№ 1HSE8679 264 Зав.№ 1HSE8679 719	A1R-3-AL-C29-T+ Кл. т. 0,2S/0,2 Зав.№ 01067082		Активная, реактивная	± 0,8 ± 1,7	± 1,6 ± 2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
9	192	ВЛ-35 кВ Хрусталь- ная-1	ТОЛ-35-III 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 131 Зав.№ 132	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 298	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0812105232		Активная, реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
10	193	ВЛ-35 кВ Хрусталь- ная-3	ТОЛ-35-III 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 152 Зав.№ 153	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 298	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0812105254		Активная, реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
11	194	ВЛ-35 кВ Хрусталь- ная-2	ТОЛ-35-III 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 133 Зав.№ 151	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 02	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0812105246		Активная, реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
12	195	ВЛ-35 кВ Хрусталь- ная-4	ТОЛ-35-III 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 154 Зав.№ 155	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 02	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0812105113	МИР УСПД-01 Зав.№ 11076	Активная, реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,8$
13	196	3РУ-6 кВ Ввод-1	ТЛК-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 15108 Зав.№ 15143 Зав.№ 15168	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 0991	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0808111315		Активная, реактивная	$\pm 1,1$ $\pm 2,6$	$\pm 3,0$ $\pm 4,7$
14	197	3РУ-6 кВ TCH-1	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 1067626 Зав.№ 1065939 Зав.№ 1067632	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0812093811		Активная, реактивная	$\pm 0,9$ $\pm 2,2$	$\pm 2,9$ $\pm 4,6$

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15 198	ЗРУ-6 кВ Ввод-2	ТЛК-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 15159 Зав.№ 15157 Зав.№ 15170	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 0942	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0808113332	МИР УСПД-01	Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 3,0 ± 4,7
16 199	ЗРУ-6 кВ TCH-2	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 1065979 Зав.№ 1067624 Зав.№ 1067621	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0812094624	Зав.№ 11076	Активная, реактивная	± 0,9 ± 2,2	± 2,9 ± 4,6
ПС 110/35/6 кВ "Игурская"								
17 212	ВЛ-35 кВ «Игурская-1»	ТОЛ-35-III 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 97 Зав.№ 99 Зав.№ 102	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 283	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0812104875	МИР УСПД-01	Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 3,0 ± 4,8
18 213	ВЛ-35 кВ «Игурская-3»	ТОЛ-35-III 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 111 Зав.№ 112 Зав.№ 113	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 283	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0812104676	Зав.№ 08062	Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 3,0 ± 4,8
19 214	ВЛ-35 кВ «Игурская-2»	ТОЛ-35-III 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 108 Зав.№ 109 Зав.№ 110	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 284	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0812104383	—	Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 3,0 ± 4,8
20 215	ВЛ-35 кВ «Игурская-4»	ТОЛ-35-III 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 114 Зав.№ 116 Зав.№ 129	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 284	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0812104739	—	Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 3,0 ± 4,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
21	216	3РУ-6 кВ Ввод-1	ТЛК-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 00490 Зав.№ 00356 Зав.№ 00475	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 0176	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0808111392		Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 3,0 ± 4,7
22	217	3РУ-6 кВ TCH-1	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 1065943 Зав.№ 1067575 Зав.№ 1067586	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0812094614	МИР УСПД-01	Активная, реактивная	± 0,9 ± 2,2	± 2,9 ± 4,6
23	218	3РУ-6 кВ Ввод-2	ТЛК-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 16665 Зав.№ 16695 Зав.№ 16708	НАМИТ-10 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 0051	СЭТ- 4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0808113355	Зав.№ 08062	Активная, реактивная	± 1,1 ± 2,6	± 3,0 ± 4,7
24	219	3РУ-6 кВ TCH-2	ТОП-0,66 100/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 1065943 Зав.№ 1067575 Зав.№ 1067586	—	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0806110019		Активная, реактивная	± 0,9 ± 2,2	± 2,9 ± 4,6

Примечания:

- Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой);
- В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
- Нормальные условия эксплуатации:
 - параметры сети: напряжение ($0,98 \div 1,02$) Уном; ток ($1 \div 1,2$) Іном, частота - ($50 \pm 0,15$) Гц; $\cos\phi = 0,9$ инд.;
 - температура окружающей среды: ТТ и ТН - от минус 40°C до $+ 50^{\circ}\text{C}$; счетчиков - от $+ 18^{\circ}\text{C}$ до $+ 25^{\circ}\text{C}$; ИВК - от $+ 10^{\circ}\text{C}$ до $+ 30^{\circ}\text{C}$;
 - магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4. Рабочие условия эксплуатации:

- для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения - $(0,9 \div 1,1) U_{H1}$; диапазон силы первичного тока - $(0,05 \div 1,2) I_{H1}$; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ $0,5 \div 1,0$ ($0,87 \div 0,5$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 до плюс 70 °C.

- для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - $(0,9 \div 1,1) U_{H2}$; диапазон силы вторичного тока - $(0,02 \div 1,2) I_{H2}$; коэффициент мощности $\cos\phi(\sin\phi)$ - $0,5 \div 1,0$ ($0,87 \div 0,5$); частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающей среды для счётчиков электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М и Альфа от минус 40 °C до плюс 60 °C, ;
- магнитная индукция внешнего происхождения, не более - 0,5 мТл.

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 °C до + 40 °C;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 и в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52425-2005, счетчики электроэнергии Альфа в режиме измерения активной электроэнергии по ГОСТ 30206-96 и в режиме измерения реактивной электроэнергии по ГОСТ 26035-83;

7. 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 ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчёты СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;
- электросчёты Альфа – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;
- УСПД – среднее время наработки на отказ не менее $T = 75000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 2$ ч;
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_b = 1$ 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 счётика:

- 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 № 1 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.
Трансформатор тока ТВГ-110	6
Трансформатор тока ТОЛ-35-III	32
Трансформатор тока ТЛК-10	12
Трансформатор тока ТОП-0,66	12
Трансформатор напряжения СРВ 123	6
Трансформатор напряжения НАМИ-35	6
Трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65	6

Наименование	Кол-во, шт.
Трансформатор напряжения НАМИТ-10	4
Счётчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М	16
Счётчик электрической энергии Альфа А1Р-3-AL-C29-T+	8
МИР УСПД-01	4
Методика поверки	1
Формуляр	1
Руководство по эксплуатации	1

Проверка

осуществляется по документу МП 44693-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» с Изменением №1. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в феврале 2012 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- Трансформаторы тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- Трансформаторы напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-88 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки" и/или МИ 2925-2005 "Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя";
- СЭТ-4ТМ.03М - по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1;
- Альфа – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные типа Альфа. Методика поверки»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

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 Изменением №1

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.

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

E-mail: info@mir-omsk.ru

www.mir-omsk.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Сервис-Метрология»

ООО «Сервис-Метрология»

Юридический адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 1-2-3

Почтовый адрес: 119119, г. Москва, Ленинский пр-т, 42, 25-35

Тел.: (499) 755-63-32

Факс: (499) 755-63-32

E-mail: s_shilov@inbox.ru, info@s-metr.ru

www.s-metr.ru

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

Е.Р. Петросян

м.п.

«_____» 2012 г.