

СОГЛАСОВАНО



Руководитель ГЦИ СИ
ФГУП «ВНИИМС»

В.Н. Яншин

» Декабрь 2009 г.

<p>Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»</p>	<p>Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>42698-09</u></p>
--	---

Изготовлена ЗАО «Прорыв-Комплект» (МО, г. Жуковский) для коммерческого учета электроэнергии на объектах ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» по проектной документации ЗАО «Прорыв-Комплект» (МО, г. Жуковский), согласованной с ОАО «АТС», заводской номер 001.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»; сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной 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–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных 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 паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ представляет собой многоуровневую территориально-распределенную информационно-измерительную систему.

1-й уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК) включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,2S, 0,5S, 0,5 по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,2 и 0,5 по ГОСТ 1983-2001, счётчики активной и реактивной электроэнергии ЕвроАльфа и СЭТ-4ТМ.03 классов точности 0,2S и 0,5S по ГОСТ 30206 для активной электроэнергии, 0,5 и 1,0 по ГОСТ 26035 для реактивной электроэнергии, установленные на объектах, указанных в таблице 1 (44 точки измерений).

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) ТК16L, каналобразующая аппаратура.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, систему обеспечения единого времени (СОЕВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО).

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 на интервале времени усреднения 30 мин вычисляется по 30-ти минутным приращениям электроэнергии.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где осуществляется 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.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД, по коммутируемым телефонным линиям или сотовой связи через интернет–провайдера.

3.2 АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе GPS-приемника, внутренние часы УСПД, счетчиков и сервера АИИС КУЭ. Устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) обеспечивает автоматическую синхронизацию времени сервера АИИС КУЭ с абсолютной погрешностью не более ± 16 мс с периодичностью один раз в 30 мин. Корректировка времени в момент синхронизации осуществляется сервером АИИС КУЭ автоматически при обнаружении рассогласования времени УСПД и сервера АИИС КУЭ более чем на ± 1 с. Периодичность синхронизации счетчика не реже одного раза в 30 минут. Корректировка времени в момент синхронизации каждого счетчика осуществляется от УСПД автоматически при обнаружении рассогласования времени счетчика и УСПД более чем на ± 1 с. Для этого при сеансе связи УСПД со счетчиком считывается время счетчика и фиксируется время рассогласования УСПД – счетчик. Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Состав измерительных каналов и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 1.

Таблица 1

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основ. погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
ПС «Ершовая»								
1	ПС «Ершовая» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35кВ, Ф.1	ТФЗМ-35А(ф.А) 200/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 27245 ТФН-35М(ф.С) 200/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 21154	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 460	ЕА05RL-РЗС-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01019141	ТК16L Зав.№ 08052	Активная	±1,2	±3,3
						Реактивная	±2,8	±5,3
2	ПС «Ершовая» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35кВ, Ф.2	ТОЛ-35 75/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ б/н Зав.№ б/н		ЕА05RL-РЗС-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01019188		Активная	±1,2	±3,4
						Реактивная	±2,8	±6,7
3	ПС «Ершовая» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35кВ, Ф.3	ТФЗМ-35Б(ф.А) 100/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 34790 ТФН-35М(ф.С) 100/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 21245		ЕА05RL-РЗС-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01019178		Активная	±1,2	±3,3
						Реактивная	±2,8	±5,3
4	ПС «Ершовая» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35кВ, Ф.4	ТФЗМ-35А 100/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 42491 Зав.№ 42474		ЕА05RL-РЗС-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01019171		Активная	±1,2	±3,4
						Реактивная	±2,8	±6,7
5	ПС «Ершовая» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35кВ, Ф.5	ТОЛ-35 75/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 248 Зав.№ 275	ЕА05RL-РЗС-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01019137	Активная	±1,2	±3,4		
				Реактивная	±2,8	±6,7		
6	ПС «Ершовая» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35кВ, Ф.6	ТФЗМ-35А 150/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 37865 Зав.№ 37864	ЕА05RL-РЗС-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01019232	Активная	±1,2	±3,3		
				Реактивная	±2,8	±5,3		
7	ПС «Ершовая» РУ-6 кВ N1 Ввод 1	ТЛШ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1149 Зав.№ 1163	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 2390	ЕА05RL-РЗВ-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01019148	Активная	±1,2	±3,3	
					Реактивная	±2,8	±5,3	
8	ПС «Ершовая» РУ-6 кВ N1 Ввод 2	ТШЛ-10 3000/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1215 Зав.№ 1216	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 3791	ЕА05RL-РЗВ-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01019147	Активная	±1,2	±3,3	
					Реактивная	±2,8	±5,3	

Продолжение таблицы 1

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основ. погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
9	ПС «Ершовая» ТСН-1 0,4кВ	ТК-20 100/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 57822 Зав.№ 4556 Зав.№ 82351	-	ЕА05L-B-4 Кл. т. 0,5S Зав.№ 01094166	ТК16L Зав.№ 08052	Активная	±1,0	±3,2
10	ПС «Ершовая» ТСН-2 0,4кВ	ТК-20 100/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1173 Зав.№ 12657 Зав.№ 76813	-	ЕА05L-B-4 Кл. т. 0,5S Зав.№ 01094164				
ПС «Сороминская»								
11	ПС «Сороминская» РУ-6 кВ Ввод 1	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 48974 Зав.№ 49761	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Зав.№ 4730	ЕА05RL-P3B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01019174	ТК16L Зав.№ 08053	Активная	±1,0	±3,2
						Реактивная	±2,5	±5,3
12	ПС «Сороминская» РУ-6 кВ Ввод 2	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 54056 Зав.№ 49752	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 0701	ЕА05RL-P3B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01019146	ТК16L Зав.№ 08053	Активная	±1,2	±3,3
						Реактивная	±2,8	±5,3
13	ПС «Сороминская» ТСН-1, 0,4кВ	ТК-20 100/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 74448 Зав.№ 09703 Зав.№ 73937	-	ЕА05L-B-4 Кл. т. 0,5S Зав.№ 01094167	ТК16L Зав.№ 08053	Активная	±1,0	±3,2
14	ПС «Сороминская» ТСН-2, 0,4кВ	ТК-20 100/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 12358 Зав.№ 18759 Зав.№ б/н	-	ЕА05L-B-4 Кл. т. 0,5S Зав.№ 01094193				
ПС «Пермяк»								
15	ПС «Пермяк» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ф.1	ТОЛ-35 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 66 Зав.№ 71	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 67	ЕА05RL-P3C-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01016303	ТК16L Зав.№ 08054	Активная	±1,2	±3,4
						Реактивная	±2,8	±6,7
16	ПС «Пермяк» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ф.2	ТОЛ/GIF 40,5 400/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 30436359 Зав.№ 30436362	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 60	ЕА05RL-P3C-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01016304	ТК16L Зав.№ 08054	Активная	±1,0	±2,3
						Реактивная	±2,0	±5,5
17	ПС «Пермяк» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ф.3	ТОЛ-35 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 62 Зав.№ 113	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 60	ЕА05RL-P3C-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01016305	ТК16L Зав.№ 08054	Активная	±1,2	±3,4
						Реактивная	±2,8	±6,7

Продолжение таблицы 1

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основ. погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
18	ПС «Пермяк» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ф.4	ТОЛ/GIF 40,5 400/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 30436360 Зав.№ 30436366	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 60	EA05RL-P3C-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01016306	TK16L Зав.№ 08054	Активная	±1,0	±2,3
						Реактивная	±2,0	±5,5
19	ПС «Пермяк» ВЛ-6 кВ Ввод 1	ГЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 2839 Зав.№ 4182	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1784	EA05RL-P3B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01019139		Активная	±1,2	±3,3
20	ПС «Пермяк» ВЛ-6 кВ Ввод 2	ГЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 2816 Зав.№ 2913	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 678	EA05RL-P3B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01019143		Реактивная	±2,8	±5,3
21	ПС «Пермяк» ТСН-1 0,4кВ	ТК-20 150/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 5847 Зав.№ 5779 Зав.№ 7003	-	EA05L-B-4 Кл. т. 0,5S Зав.№ 01094188		Активная	±1,0	±3,2
22	ПС «Пермяк» ТСН-2 0,4кВ	ТК-20 150/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 6780 Зав.№ 6793 Зав.№ 6844	-	EA05L-B-4 Кл. т. 0,5S Зав.№ 01094183		Активная	±1,0	±3,2
ПС «Хохряково»								
23	ПС «Хохряково» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ф.1	ТОЛ/GIF 40,5 400/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 30436370 Зав.№ 30436368	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 71	EA05RL-P3C-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01016297	TK16L Зав.№ 08055	Активная	±1,0	±2,3
						Реактивная	±2,0	±5,5
24	ПС «Хохряково» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ф.2	ТОЛ-35 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 70 Зав.№ 119		EA05RL-P3C-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01016298		Активная	±1,2	±3,4
						Реактивная	±2,8	±6,7
25	ПС «Хохряково» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ф.3	ТОЛ/GIF 40,5 400/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 30436369 Зав.№ 30436367	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 466	EA05RL-P3C-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01016299		Активная	±1,0	±2,3
						Реактивная	±2,0	±5,5
26	ПС «Хохряково» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ф.4	ТОЛ-35 300/5 Кл. т. 0,5S Зав.№ 120 Зав.№ 123		EA05RL-P3C-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01016300		Активная	±1,2	±3,4
						Реактивная	±2,8	±6,7

Продолжение таблицы 1

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основ. погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
27	ПС «Хохряково» РУ-6 кВ N1 Ввод 1	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 6134 Зав.№ 8199	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 4000	EA05RL-P3B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01019190	TK16L Зав.№ 08055	Активная	±1,2	±3,3
28	ПС «Хохряково» РУ-6 кВ N1 Ввод2	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 8305 Зав.№ 1829	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 3994	EA05RL-P3B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01019167		Реактивная	±2,8	±5,3
29	ПС «Хохряково» ТСН-1 0,4кВ	TK-20 100/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 159 Зав.№ 25 Зав.№ 9	-	EA05L-B-4 Кл. т. 0,5S Зав.№ 01094184		Активная	±1,0	±3,2
30	ПС «Хохряково» ТСН-2 0,4кВ	TK-20 100/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 150 Зав.№ 12562 Зав.№ б/н	-	EA05L-B-4 Кл. т. 0,5S Зав.№ 01094179				
ПС «Кошильская»								
31	ПС «Кошильская» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ф.3	ТОЛ/GIF 40,5 400/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 30436383 Зав.№ 30436364	ЗНОМ-35- 65 35000:√3/100 :√3 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1290503 Зав.№ 1470616 Зав.№ 1180948	EA05RL-P3C-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01015108	TK16L Зав.№ 08058	Активная	±1,0	±2,3
32	ПС «Кошильская» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ф.2	ТФЗМ-35А 200/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 71413 Зав.№ 71429		EA05RL-P3C-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01015106		Активная	±1,2	±3,3
33	ПС «Кошильская» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ф.8	ТФЗМ-35А 200/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 71920 Зав.№ 71905	ЗНОМ-35- 65 35000:√3/100 :√3 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1441725 Зав.№ 1441723 Зав.№ 1441724	EA05RL-P3C-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01016278		Реактивная	±2,8	±5,3
34	ПС «Кошильская» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ф.7	ТОЛ/GIF 40,5 400/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 30436365 Зав.№ 30436361		EA05RL-P3C-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01016282		Активная	±1,0	±2,3
						Реактивная	±2,0	±5,5

Продолжение таблицы 1

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основ. погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
ПС «Ермаковская»								
35	ПС «Ермаковская» РУ-6 кВ Ввод 1	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 6272 Зав.№ 3352	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 10756	EA05RL-P3B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01019152	TK16L Зав.№ 08056	Активная	±1,2	±3,3
36	ПС «Ермаковская» РУ-6 кВ Ввод 2	ТОЛ-10 1500/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 10464 Зав.№ 18082	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 10324	EA05RL-P3B-3 Кл. т. 0,5S/1 Зав.№ 01019189		Реактивная	±2,8	±5,3
37	ПС «Ермаковская» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ф.1	ТФЗМ-35 200/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 32243 Зав.№ 42040	ЗНОМ-35- 65 35000:√3/100 :√3 Кл. т. 0,5 Зав.№ 1308177	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 809081623		Активная	±1,0	±3,0
38	ПС «Ермаковская» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ф.2	ТФЗМ-35 200/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 42056 Зав.№ 42041	Зав.№ 1308139 Зав.№ 130822	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 809081540		Реактивная	±2,6	±4,6
39	ПС «Ермаковская» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ф.3	ТОЛ-35 300/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 174 Зав.№ 175	НАМИ-35 35000/100 Кл. т. 0,5 Зав.№ 642	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 808081698		Активная	±0,8	±1,6
40	ПС «Ермаковская» ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ Ф.4	ТФЗМ-35 600/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 35856 Зав.№ 35873		СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 809081596		Реактивная	±1,7	±3,2
41	ПС «Ермаковская» ТСН-1 0,4кВ	ТК-20 100/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 60325 Зав.№ 01020 Зав.№ 03325	-	EA05L-B-4 Кл. т. 0,5S Зав.№ 01094180		Активная	±1,0	±3,2
42	ПС «Ермаковская» ТСН-2 0,4кВ	ТК-20 100/5 Кл. т. 0,5 Зав.№ 07848 Зав.№ 02151 Зав.№ 31315	-	EA05L-B-4 Кл. т. 0,5S Зав.№ 01094172		Активная	±1,0	±3,2

Продолжение таблицы 1

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК		
	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основ. погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %	
ПС «КС Хохряковская»								
43	ПС «КС Хохряковская» Ввод Т1 110 кВ	TG-145N 300/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 02499 Зав.№ 02498 Зав.№ 02500	СРВ-123 110000:√3/ 100:√3 Кл. т. 0,5 Зав.№ 8712063 Зав.№ 8712064 Зав.№ 8712065	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0107061057	TK16L Зав.№ 08051	Активная	±0,8	±1,6
44	ПС «КС Хохряковская» Ввод Т2 110 кВ	TG-145N 300/5 Кл. т. 0,2S Зав.№ 02501 Зав.№ 02502 Зав.№ 02503	СРВ-123 110000:√3/ 100:√3 Кл. т. 0,5 Зав.№ 8712061 Зав.№ 8712060 Зав.№ 8712062	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав.№ 0107061066		Реактивная	±1,7	±3,2

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 (0,98 ÷ 1,02) Uном; ток (1 ÷ 1,2) Iном, cosφ = 0,9 инд.;
 - температура окружающей среды (20 ± 5) °С;
- Рабочие условия:
 - параметры сети: напряжение (0,9 ÷ 1,1) Uном; ток (0,02 ÷ 1,2) Iном для ИК № 2, 5, 15-18, 23-26, 31, 34, 39, 43, 44 и ток (0,05 ÷ 1,2) Iном для остальных ИК; 0,5 инд. ≤ cosφ ≤ 0,8 емк.;
 - допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до +70°С, для счетчиков от минус 40 до +55°С; для УСПД от минус 20 до +60°С и сервера от +15 до +35°С;
- Погрешность в рабочих условиях указана для cosφ = 0,8 инд; температура окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до +35°С;
- Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ 30206-94 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 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 1. Допускается замена УСПД на однотипный утвержденногo типа.

Параметры надежности применяемых в системе измерительных компонентов:

- счётчик ЕвроАльфа - среднее время наработки на отказ не менее $T = 80000$ ч, среднее время восстановления работоспособности (t_v) не более 2 ч;
- счетчик СЭТ-4ТМ.03 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 90000$ ч, среднее время восстановления работоспособности (t_v) не более 2 ч;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее $T = 55000$ ч, среднее время восстановления работоспособности (t_v) не более 24 ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее $T = 100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в электроснабжающую организацию с помощью резервного GSM канала связи;
- резервирование баз данных производится в двух независимых серверах АИИС и Баз данных;
- в журналах событий счетчика и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - попытки несанкционированного доступа;
 - коррекции времени;
 - перезапуск УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчике;
 - пароль на УСПД;
 - пароль на серверах;
 - пароль на АРМ.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- Сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации

- состояний средств измерений (функция автоматизирована);
- результатов измерений (функция автоматизирована);
- результатов измерений и состояний средств измерений автономным способом;
- с целью контроля – визуальным способом со счетчика и с УСПД.

Цикличность:

- измерений: 30 минутные приращения (функция автоматизирована);
- сбора информации: 1 раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации (профиля нагрузки):

- счетчик ЕвроАльфа - тридцатиминутные приращения активной и реактивной электроэнергии по точкам измерений не менее 35 суток; хранение данных при отключении питания - не менее 5 лет;
- УСПД - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 4 лет (функция автоматизирована); сохранение информации при отключении питания не менее 10 лет;
- Сервера АИИС - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - за период не менее 4 лет.

ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие».

КОМПЛЕКТНОСТЬ

Комплектность системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» определяется проектной документацией на систему.

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

ПОВЕРКА

Поверка проводится в соответствии с документом «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМС» в ноябре 2009 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты.

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН – по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики ЕвроАльфа – по методике поверки «Многофункциональные электронные счетчики электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА. Методика поверки»;
- счетчики СЭТ.4ТМ.03 – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1;
- УСПД ТК16L – по методике поверки АВБЛ.468212.041 МП «Устройства сбора и передачи данных ТК16L для автоматизации измерений и учета энергоресурсов. Методика поверки».

Приемник сигналов точного времени.

Межповерочный интервал - 4 года.

НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

- ГОСТ 22261-94. Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия.
- ГОСТ Р 8.596-2002. ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Нижевартовское нефтегазодобывающее предприятие» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведёнными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при выпуске из производства и в эксплуатации.

Изготовитель: ЗАО «Прорыв-Комплект»
140180 г. Жуковский МО, ул. Комсомольская, 4-26
Тел. 632-7485, ф. 632-7488

Генеральный директор
ЗАО «Прорыв-Комплект»



А.В. Крючков