

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменениями № 1, 2, 3

### Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменениями № 1, 2, 3 является дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН»), Свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 40110, регистрационный № 44615-10 и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений № 81 - 123.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьеганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменениями № 1, 2, 3 (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 двухуровневую 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, трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включает в себя сервер баз данных АИИС КУЭ (сервер БД), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), автоматизированные рабочие места (АРМ) пользователей системы на базе IBM PC совместимых компьютеров, специализированное программное обеспечение (ПО) и аппаратуру приема-передачи данных.

Для передачи информации между уровнями ИИК и ИВК используются два канала: основной - промышленная сеть на базе оборудования Сапору; резервный – сотовая сеть связи стандарта GSM/GPRS.

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. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

По запросу данные с счетчиков по беспроводным линиям связи поступают на сервер БД, где осуществляется дальнейшая обработка, формирование и хранение измерительной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется от сервера БД по электронной почте с использованием каналов связи Интернет. АИИС обеспечивает передачу информации в автоматизированном режиме в виде электронного документа, сформированного посредством расширяемого языка разметки (Extensible Markup Language XML).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройство синхронизации времени (УСВ) на базе GPS-приемника, внутренние часы счетчиков и сервера АИИС КУЭ. Время сервера синхронизировано с временем УСВ-2, погрешность синхронизации  $\pm 10$  мс. Сличение времени сервера АИИС КУЭ с временем счетчиков происходит при сеансе связи для сбора информации непосредственно со счетчиков на сервер центра сбора данных с помощью беспроводных радиоустройств системы «Сапору». Синхронизация времени счетчиков с временем сервера БД осуществляется раз в сутки. Погрешность СОЕВ не превышает  $\pm 5$  с.

### Программное обеспечение

В системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьганэнергонетфть» (ОАО «ВЭН») используется программный комплекс «ВЭНКУ», предназначенный для управления территориально и функционально распределенными техническими средствами сбора, обработки, хранения и выдачи учетной информации о потреблении электроэнергии. В состав программного комплекса «ВЭНКУ» входят программные модули, указанные в таблице 1.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа.

Защита ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» (по Р 50.2.077-2014). Метрологические характеристики, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	модуль записи в БД (сервис dbProxy)	модуль опроса по протоколу МЭК (сервис МЕК)
Идентификационное наименование ПО	quartz-1.6.0.jar	wrapper.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.6.0	Не ниже 3.2.0
Цифровой идентификатор ПО	7a0fc0f2ba376c55dfa855bcdbc4a1e8	cc714b19aabe8569d49ae6f35eb2a5ea
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5	MD5

### Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и метрологические характеристики ИК

Номер точки измерений и наименование объекта	Состав измерительного канала				Вид электроэнергии	Метрологич. характеристик.	
	ТТ	ТН	Счетчик	Сервер		Основная погрешн., %	Погрешн. в раб. усл., %
1	2	3	4	5	6	7	8
81 ПС 35/6 кВ «К-10» Западно-Варьганского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ГОЛ- СЭЩ 10-02 600/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	IBM s/n 7915E1G-KD1P35Y	Активная,	± 1,0	± 2,7
82 ПС 35/6 кВ «К-10» Западно-Варьганского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №12	ГОЛ- СЭЩ 10-02 600/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Реактивная	± 2,6	± 4,3

Продолжение таблицы 2

1		2	3	4	5	6	7	8
83	ПС 35/6 кВ «К-10» Западно-Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	IBM s/n 7915E1G-KDIP35Y	Актив ная,	± 0,8	± 1,9
84	ПС 35/6 кВ «К-10» Западно-Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №2	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Реак- тивная	± 2,2	± 2,6
85	ПС 35/6 кВ «К-141» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ- СЭЩ 10-02 600/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Актив ная,	± 1,0	± 2,7
						Реак- тивная	± 2,6	± 4,3
86	ПС 35/6 кВ «К-141» Западно-Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Актив ная,	± 0,8	± 1,9
						Реак- тивная	± 2,2	± 2,6
87	ПС 35/6 кВ «КНС-2» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №4	ТОЛ-10-8.2-3УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Актив ная,	± 1,0	± 2,7
						Реак- тивная	± 2,6	± 4,3
88	ПС 35/6 кВ «КНС-2» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №15	ТОЛ-10-8.2-3УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5				
89	ПС 35/6 кВ «КНС-2» Западно-Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,4кВ	ТОП-0,66-5-0,5S 100/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	Актив ная,	± 0,8	± 1,9	
					Реак- тивная	± 2,2	± 2,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	
90	ПС 35/6 кВ «КНС-3» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ-10-8.2-3УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	IBM s/n 7915EIG-KDIP35Y	Активная,	± 1,0	± 2,7
91	ПС 35/6 кВ «КНС-3» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №13	ТОЛ-10-8.2-3УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Реактивная	± 2,6	± 4,3
92	ПС 35/6 кВ «КНС-3» Западно-Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,4кВ	ТОП-0,66-5-0,5S 100/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная,	± 0,8	± 1,9
93	ПС 35/6 кВ «К-13» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ- СЭЩ 10-02 600/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Реактивная	± 2,2	± 2,6
94	ПС 35/6 кВ «К-13» Западно-Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №12	ТОЛ- СЭЩ 10-02 600/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Активная,	± 1,0	± 2,7
95	ПС 35/6 кВ «К-13» Западно-Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Реактивная	± 2,6	± 4,3
96	ПС 35/6 кВ «К-13» Западно-Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №2	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная,	± 0,8	± 1,9
					Реактивная	± 2,2	± 2,6	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	
97	ПС 35/6 кВ «Промысловая» Западно- Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ- СЭЩ 10- 02 600/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ- 6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	IBM s/n 7915EIG-KDIP35Y	Актив ная,	± 1,0	± 2,7
98	ПС 35/6 кВ «Промысловая» Западно- Варьёганского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №12	ТОЛ- СЭЩ 10- 02 600/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ- 6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Реак- тивная	± 2,6	± 4,3
99	ПС 35/6 кВ «Промысловая» Западно- Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Актив ная,	± 0,8	± 1,9
100	ПС 35/6 кВ «Промысловая» Западно- Варьёганского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №2	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Реак- тивная	± 2,2	± 2,6
101	ПС 35/6 кВ «К-4» Тагринского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ-СЭЩ 10- 02 600/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ- 6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Актив ная,	± 1,0	± 2,7
102	ПС 35/6 кВ «К-4» Тагринского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №12	ТОЛ-СЭЩ 10- 02 600/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ- 6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Реак- тивная	± 2,6	± 4,3
103	ПС 35/6 кВ «К-4» Тагринского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Актив ная,	± 0,8	± 1,9
						Реак- тивная	± 2,2	± 2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	
104	ПС 35/6 кВ «К-4» Тагринского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №2	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5	IBM s/n 7915E1G-KDIP35Y	Актив ная,  Реак- тивная	± 0,8  ± 2,2	± 1,9  ± 2,6
105	ПС 35/6 кВ «К-99» Тагринско- го месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ-СЭЩ 10- 02 600/5 Кл. т. 0,5S	3xЗНОЛ-СЭЩ- 6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Актив ная,  Реак- тивная	± 1,0  ± 2,6	± 2,7  ± 4,3
106	ПС 35/6 кВ «К-99» Тагринско- го месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №12	ТОЛ-СЭЩ 10- 02 600/5 Кл. т. 0,5S	3xЗНОЛ-СЭЩ- 6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Актив ная,  Реак- тивная	± 0,8  ± 2,2	± 1,9  ± 2,6
107	ПС 35/6 кВ «К-99» Тагринско- го месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Актив ная,  Реак- тивная	± 1,0  ± 2,6	± 2,7  ± 4,3
108	ПС 35/6 кВ «К-99» Тагринско- го месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №2	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Актив ная,  Реак- тивная	± 1,0  ± 2,6	± 2,7  ± 4,3
109	ПС 35/6 кВ «КНС-4» Тагрин- ского месторож- дения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №16	ТОЛ- 10-8.2-3УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S	3xЗНОЛ-СЭЩ- 6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Актив ная,  Реак- тивная	± 1,0  ± 2,6	± 2,7  ± 4,3
110	ПС 35/6 кВ «КНС-4» Тагрин- ского месторож- дения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №5	ТОЛ- 10-8.2-3УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S	3xЗНОЛ-СЭЩ- 6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Актив ная,  Реак- тивная	± 1,0  ± 2,6	± 2,7  ± 4,3
111	ПС 35/6 кВ «КНС-4» Тагрин- ского месторож- дения нефти ТСН 6/0,4кВ	ТОП-0,66-5-0,5S 100/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Актив ная,  Реак- тивная	± 0,8  ± 2,2	± 1,9  ± 2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
112	ПС 35/6 кВ «К-6» Тагринского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ-СЭЩ 10- 02 600/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ- 6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	IBM s/n 7915EIG-KDIP35Y	Актив ная,  ± 1,0	± 2,7
113	ПС 35/6 кВ «К-6» Тагринского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №12	ТОЛ-СЭЩ 10- 02 600/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ- 6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Реак- тивная  ± 2,6	± 4,3
114	ПС 35/6 кВ «К-6» Тагринского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Актив ная,  ± 0,8	± 1,9
115	ПС 35/6 кВ «К-6» Тагринского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №2	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Реак- тивная  ± 2,2	± 2,6
116	ПС 35/6 кВ «КНС-2» Тагрин- ского месторож- дения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №13	ТОЛ- 10-8.2-3УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ- 6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Актив ная,  ± 1,0	± 2,7
117	ПС 35/6 кВ «КНС-2» Тагрин- ского месторож- дения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №2	ТОЛ- 10-8.2-3УЗ 1500/5 Кл. т. 0,5S	3хЗНОЛ-СЭЩ- 6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Реак- тивная  ± 2,6	± 4,3
118	ПС 35/6 кВ «КНС-2» Тагрин- ского месторож- дения нефти ТСН 6/0,4кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 100/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Актив ная,  ± 0,8	± 1,9
119	ПС 35/6 кВ «КНС-2» Тагрин- ского месторож- дения нефти ТСН 6/0,4кВ №2	ТОП-0,66-5-0,5S 100/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ- 4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Реак- тивная  ± 2,2	± 2,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	
120	ПС 35/6 кВ «Промзона» Тагринского месторождения нефти Ввод 6кВ №1, ячейка 6кВ №2	ТОЛ-СЭЩ 10-02 600/5 Кл. т. 0,5S	3xЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5	IBM s/n 7915EIG-KDIP35Y	Активная,	± 1,0	± 2,7
121	ПС 35/6 кВ «Промзона» Тагринского месторождения нефти Ввод 6кВ №2, ячейка 6кВ №12	ТОЛ-СЭЩ 10-02 600/5 Кл. т. 0,5S	3xЗНОЛ-СЭЩ-6-1 6000/100 Кл. т. 0,5	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5		Реактивная	± 2,6	± 4,3
122	ПС 35/6 кВ «Промзона» Тагринского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №1	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Активная,	± 0,8	± 1,9
123	ПС 35/6 кВ «Промзона» Тагринского месторождения нефти ТСН 6/0,23кВ №2	ТОП-0,66-5-0,5S 200/5 Кл. т. 0,5S	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5		Реактивная	± 2,2	± 2,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95;
3. Нормальные условия:
  - параметры сети: напряжение: от  $0,95U_{НОМ}$  до  $1,05U_{НОМ}$ ; ток: от  $1,0I_{НОМ}$  до  $1,2I_{НОМ}$ ,  $\cos\varphi = 0,9$  инд.;
  - температура окружающей среды  $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ .
4. Рабочие условия:
  - параметры сети: напряжение: от  $0,9U_{НОМ}$  до  $1,1U_{НОМ}$ ; ток: от  $0,01I_{НОМ}$  до  $1,2I_{НОМ}$ ;  $0,5$  инд.  $\leq \cos\varphi \leq 0,8$  емк.
  - допустимая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 60 до плюс 50  $^\circ\text{C}$ , для счетчиков от минус 40 до плюс 60  $^\circ\text{C}$ ; для сервера от плюс 10 до плюс 35  $^\circ\text{C}$ ;
5. Погрешность в рабочих условиях указана для тока  $0,01 I_{НОМ}$ ,  $\cos\varphi = 0,8$  инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 40  $^\circ\text{C}$ ;
6. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.
7. Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчики – среднее время наработки на отказ не менее 165 000 ч, среднее время восстановления работоспособности  $t_{в} = 2$  ч;

- сервер (параметры надежности: коэффициент готовности 0,99, среднее время восстановления работоспособности  $t_v = 30$  мин);  
Надежность системных решений:
- резервирование питания сервера опроса и сервера баз данных (БД) с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться по каналам сотовой связи через GSM/GPRS-модем или посредством ручного сбора данных;  
В журналах событий фиксируются факты:
- журнал счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчиках;
- Мониторинг состояния АИИС КУЭ:
- возможность съема информации со счетчика автономным и удаленным способами;
- визуальный контроль информации на счетчике.  
Организационные решения:
- наличие эксплуатационной документации.  
Защищённость применяемых компонентов:
- механическая защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчётчика;
  - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на сервер опроса и сервер БД, АРМы.
- Возможность коррекции времени в:
  - ИИК – электросчетчиках (функция автоматизирована);
  - ИВК – сервер, АРМ (функция автоматизирована).
- Возможность сбора информации:
  - состояний средств измерений (функция автоматизирована);
  - результатов измерений (функция автоматизирована);
- Цикличность:
  - измерений: 30-ти минутные приращения (функция автоматизирована);
  - сбора: 1 раз в 30 минут (функция автоматизирована);
- Глубина хранения информации:
  - электросчетчик СЭТ-4ТМ.03М - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - более 40 лет; хранение собственных журналов событий счетчиков (функция автоматизирована);
  - сервер БД – хранение массивов профиля активной и реактивной мощностей и данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления - на глубину не менее 3 лет. Хранение журналов событий счетчиков, а также хранение интегрального журнала событий на уровне ИВК на глубину не менее 3 лет (функция автоматизирована).

### **Знак утверждения типа**

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменением № 1, 2, 3.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность соответствует паспорту-формуляру на АИИС КУЭ ОАО «Варьганэнергонефть» (ОАО «ВЭН»), в котором приведен полный перечень измерительных, связующих и вычислительных компонентов, образующих каждый измерительный канал.

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений, методика поверки «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменениями № 1, 2, 3. Измерительные каналы. Методика поверки».

### **Поверка**

осуществляется по методике поверки МП 44615-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Варьганэнергонефть» (ОАО «ВЭН») с Изменениями № 1, 2, 3. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИМС» 28 ноября 2014 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 ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;
- устройство синхронизации времени УСВ-2 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки» ВЛСТ 237.00.000И1», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 31.08.2004 г.

### **Сведения о методиках (методах) измерений**

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

### **Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ**

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

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

– при осуществлении торговли.

### **Изготовитель**

ООО «Инженерно-технический центр информационно управляющих систем»  
(ООО «ИТЦ ИУС»)

Адрес: 394026, Воронежская область, город Воронеж, Проспект труда, дом 48, офис 5  
Телефон/факс: (4732) 46-70-77/46-09-90

**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](mailto:office@vniims.ru), [www.vniims.ru](http://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

«\_\_\_»\_\_\_\_\_2015 г.

М.п.