ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени 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 многофункциональную, трехуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной 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);
- 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 паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

1-ый уровень - информационно-измерительные комплексы (далее ИИК) включают в себя: измерительные трансформаторы тока (ТТ) класса точности 0,5 по ГОСТ 7746 – 2001, трансформаторы напряжения (ТН) класса точности 0,5 по ГОСТ 1983 -2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М класса точности 0,2S/0,5 в ГР № 36697-12 , МТ 851 класса точности 0,5S/1,0 в ГР № №23306-02 по ГОСТ 31819.22-2012 при измерении активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 при измерении реактивной электроэнергии для ИК №1-24,27-46. Для счетчиков в ИК№ 25,26 в виду отсутствия в ГОСТ 31819.23-2012 класса точности 0,5, при измерении реактивной электроэнергии пределы погрешностей при измерении реактивной энергии для данного типа счетчиков не превышают значений аналогичных погрешностей для счетчиков класса точности 0,5S по ГОСТ 31819.22-2012 по каждому присоединению (измерительному каналу), приведенных в таблице 2 (46 точек измерения).

2-ой уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включает в себя : устройство сбора и передачи данных на базе ЭКОМ-3000 в № ГР №17049-09 со встроенным модулем синхронизации времени GPS, источник бесперебойного питания APC Smart-UPS CS-350VA, средства приема-передачи информации.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер базы данных (далее – сервер БД) типа HP Proliant 370 R04, источник бесперебойного питания APC Smart-UPS 1000VA USB & Serial RMI 2U, маршрутизатор Cisco 1841,коммутатор 3Com Baseline 2016, коммуникационные устройства приёма и передачи информации – модемы ZyXel U-336E, Siemens TC35i , автоматизированные рабочие места (АРМы).

Первичные фазные токи и напряжения преообразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин. Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин. Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД (где производится хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам). На уровне ИВК сервер производит опрос ИВКЭ (УСПД) по каналу Ethernet,через коммутатор 3Com Baseline.

На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). На уровне ИВКЭ синхронизация времени осуществляется встроенным в УСПД GPS-приёмником, принимающим сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов УСПД выполняется при расхождении времени часов УСПД и GPS-приёмника на ±0,2 с. Сверка показаний часов счетчиков АИИС КУЭ с часами УСПД происходит при каждом опросе, при расхождении часов УСПД с часами счетчиков на ±2 с выполняется их корректировка, но не чаще чем раз в сутки. Часы сервера АИИС КУЭ синхронизированы со временем часов УСПД, корректировка часов севера АИИС КУЭ выполняется при расхождении часов сервера и часов УСПД на ±1 с. Погрешность часов компонентов системы не превышает ±5 с в сутки.

Передача информации в организации – участникам оптового и розничного рынков электроэнергии осуществляется с сервера баз данных через Интернет-провайдера.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ использовано программное обеспечение ПК «ЭНЕРГОСФЕРА» Идентификационные данные (признаки) приведены в таблице№1.

Таблица№1

Идентификационные данные (признаки)	Значения	
Наименование ПО	Сервер опроса	Чтение архива
Идентификационное наименование ПО	PSO.exe	archiv.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	6.4.57.1683	6.4.7.244
Цифровой идентификатор ПО	A121F27F261FF8798 132D82DCF761310	0480EDECA3E13AF AE657A3D5F202FC59
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5	

Уровень защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014– высокий.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию.

На метрологические характеристики модуля вычислений оказывают влияние пересчётные коэффициенты, которые используются для пересчёта токов, и напряжений считанных из измерительных каналов счётчика, в результирующий параметр (потребляемую мощность). Значения пересчетных коэффициентов защищены от изменения путём ограничения доступа - паролем и фиксацией изменений в журнале событий.

Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты (применение электронной цифровой подписи, разграничение прав доступа, использование ключевого носителя), исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных.Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений.

Метрологические и технические характеристики

Перечень компонентов, входящих в измерительный канал АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования присоединений, типов и классов точности средств измерений представлен в таблице № 2

Таблица№2

Номер точки измерений и наименование объекта		Состав измерительного канала				Вид эл.энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД		Основная погрешность, ±%	Погрешность в рабочих условиях, ±%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГПП-1 110/6 кВ ЗРУ 6 кВ яч.15	ТПШЛ-10 ф.А № 427 ф.С № 432 2000/5, КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №898 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126957	ЭКОМ 3000 зав№ 11051067	Активная , Реактивная	1,3 2,1	3,0 5,0
2	ГПП-1 110/6 кВ ЗРУ 6 кВ яч.3	ТПШЛ-10 ф.А № 405 ф.С № 457 2000/5, КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №883 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126945			1,3 2,1	3,0 5,0
3	ГПП-1 110/6 кВ ЗРУ 6 кВ яч.20	ТПШЛ-10 ф.А № 500 ф.С № 499 2000/5, КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №2663 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126951			1,3 2,1	3,0 5,0
4	ГПП-1 110/6 кВ ЗРУ 6 кВ яч.32	ТПШЛ-10 ф.А № 413 ф.С № 506 2000/5, КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №930 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126953			1,3 2,1	3,0 5,0
5	ГПП-1 110/6 кВ ТСН-1 0,4 кВ	Т-0,66 ф.А №21167 ф.В №19318 ф.С №21140 100/5,КТ 0,5	-	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31051752			1,1 1,8	2,9 4,9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
6	ГПП-1 110/6кВ ТСН-2 0,4 кВ	Т-0,66 ф.А №60180 ф.В №60179 ф.С №19179 100/5, КТ 0,5	-	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31051757	ЭКОМ 3000 зав№ 11051067	Активная , Реактивная	1,1 1,8	2,9 4,9
7	ГПП-2 110/6кВ ЗРУ 6 кВ яч.3	ТПШЛ-10 ф.А № 1805 ф.С № 1041 2000/5, КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №474 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 34874031			1,3 2,1	3,0 5,0
8	ГПП-2 110/6кВ ЗРУ 6 кВ яч.15	ТПШЛ-10 ф.А № 1819 ф.С № 1463 2000/5, КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №288 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126942			1,3 2,1	3,0 5,0
9	ГПП-2 110/6кВ ЗРУ 6 кВ яч.32	ТПШЛ-10 ф.А № 1313 ф.С № 1752 2000/5 ,КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №660 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126906			1,3 2,1	3,0 5,0
10	ГПП-2 110/6 кВ ЗРУ 6 кВ яч.20	ТПШЛ-10 ф.А № 1577 ф.С № 1932 2000/5, КТ 0,5	НАМИ-10 ф.А,В,С №541 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126940			1,3 2,1	3,0 5,0
11	ГПП-2 110/6 кВ ТСН-1 0,4 кВ	Т-0,66 ф.А №21264 ф.В №20324 ф.С №01007102 100/5, КТ 0,5	-	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31051751			1,1 1,8	2,9 4,9
12	ГПП-2 110/6 кВ ТСН-2 0,4 кВ	Т-0,66 ф.А№20897 ф.В ТОП-0,66 №4009318 ф.С ТОП-0,66 №4009621 100/5, КТ 0,5	-	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 № 31051754			1,1 1,8	2,9 4,9
13	ГПП-3 110/6 кВ ЗРУ 6 кВ яч.31	ТПШЛ-10 ф.А №889 ф.В №455 ф.С №1555 2000/5, КТ 0,5	НТМИ-6-66 ф.А,В,С №ТАЕА 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126905			1,3 2,1	3,0 5,0
14	ГПП-3 110/6 кВ ЗРУ 6 кВ яч.7	ТПШЛ-10 ф.А №6044 ф.В №6028 ф.С №6023 2000/5, КТ 0,5	НАМИТ-10-2 ф.А,В,С №1020 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126917			1,3 2,1	3,0 5,0
15	ГПП-3 110/6 кВ ЗРУ 6 кВ яч.38	ТПШЛ-10 ф.А №382 ф.В №389 ф.С №452 2000/5, КТ 0,5	НАМИ-10 ф.А,В,С №538 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126916			1,3 2,1	3,0 5,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
16	ГПП-3 110/6 кВ ЗРУ 6 кВ яч.16	ТПШЛ-10 ф.А №7237 ф.В №7248 ф.С №6921 2000/5, КТ 0,5	НТМИ-6-66 ф.А,В,С №6044 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126944	ЭКОМ 3000 зав№ 11051067	Активная , Реактивная	1,3 2,1	3,0 5,0
17	ГПП-3 110/6 кВ ТСН-1 6 кВ	ТПЛ-10 ф.А № 19831 ф.В № 19726 ф.С № 32688 200/5, КТ 0,5	НАМИ-10 ф.А,В,С №538 6000/100 КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126908			1,3 2,1	3,0 5,0
18	ГПП-3 110/6 кВ ТСН-2 6 кВ	ТПЛ-10 ф.А № 20220 ф.В № 26708 ф.С № 26777 30/5, КТ 0,5	НАМИТ-10-2 ф.А,В,С №1020 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126956			1,3 2,1	3,0 5,0
19	ГПП-4 110/6 кВ ЗРУ 6 кВ яч.7	ТПШЛ-10 ф.А №0063 ф.В №5023 ф.С №1013 2000/5, КТ 0,5	НТМИ-6-66 ф.А,В,С №9964 6000/100 КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126949			1,3 2,1	3,0 5,0
20	ГПП-4 110/6 кВ ЗРУ 6 кВ яч.35	ТПШЛ-10 ф.А №4765 ф.В №4760 ф.С №6000 2000/5, КТ 0,5	НТМИ-6-66 ф.А,В,С №7275 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126902			1,3 2,1	3,0 5,0
21	ГПП-4 110/6 кВ ЗРУ 6 кВ яч.16	ТПШЛ-10 ф.А №1156 ф.В №4767 ф.С №1158 2000/5, КТ 0,5	НТМИ-6-66 ф.А,В,С №9958 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126909			1,3 2,1	3,0 5,0
22	ГПП-4 110/6 кВ ЗРУ 6 кВ яч.42	ТПШЛ-10 ф.А №7000 ф.В №2455 ф.С №0099 2000/5, КТ 0,5	НТМИ-6-66 ф.А,В,С №ТЕЛК 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126950			1,3 2,1	3,0 5,0
23	ГПП-4 НКХ-1 ТСН-1 6 кВ	ТПЛМ-10 ф.А № 05576 ф.С № 05152 50/5, КТ 0,5	НТМИ-6-66 ф.А,В,С №9964 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126955			1,3 2,1	3,0 5,0
24	ГПП-4 ТОМ-2 ТСН-2 6 кВ	ТПЛ-10 ф.А №145 ф.С №26049 200/5, КТ 0,5	ф.А НТМИ-6-66 ф.А,В,С №ТЕЛК 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 34873519			1,3 2,1	3,0 5,0
25	РП-301 6 кВ яч.15 ф.8	ТПЛ-СЭЩ-10 ф.А № 00456-14 ф.С № 00480-14 1000/5, КТ 0,5S	НТМИ-6-10 ф.А,В,С №104 6000/100, КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0802146806			1,2 1,9	2,9 5,5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	РП-301 6 кВ яч.16 ф.32	ТПЛ-СЭЩ-10 ф.А № 00457-14. ф.С № 00514-14 1000/5, КТ 0,5S	НТМИ-6-10 ф.А,В,С №172 6000/100, КТ 0,5	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Зав. № 0802145084	ЭКОМ 3000 зав№ 11051067	Активная , Реактивная	1,2 1,9	2,9 5,5
27	РП-ВДС 6 кВ яч.11 ф.43	ТПОЛ-10 ф.А № 13778 ф.С № 7416 600/5, КТ 0,5	НАМИ-10-95 ф.А,В,С №559 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 34873530			1,3 2,1	3,0 5,0
28	РП-ВДС 6 кВ яч.16 ф.29	ТПОЛ-10 ф.А № 10384 ф.С № 2668 600/5, КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №11789 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 34873778			1,3 2,1	3,0 5,0
29	ТП-Насосной 2-го подъема 6 кВ яч.14 ф.20	ТПОЛ-10 ф.А № 4792 ф.С № 1517 600/5, КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №534 6000/100 КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 34873520			1,3 2,1	3,0 5,0
30	ТП-Насосной 2-го подъема 6 кВ яч.17 ф.44	ТПОЛ-10 ф.А № 24843 ф.С № 10758 600/5, КТ 0,5	ф.А НТМИ-6 ф.А,В,С №92 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 34873979			1,3 2,1	3,0 5,0
31	РП-11 6 кВ яч.13 ф.28	ТПОЛ-10 ф.А № 48151 ф.С № 48148 1500/5, КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А №842 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 34873534			1,3 2,1	3,0 5,0
32	РП-11 6 кВ яч.18 ф.48	ТПОЛ-10 ф.А № 48153 ф.С № 47681 1500/5,КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №3223 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 34569548			1,3 2,1	3,0 5,0
33	РП-Водозабора РУ-6 кВ яч.2	ТПОЛ-10 ф.А № 1730 ф.С № 13784 600/5, КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №4638 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126946			1,3 2,1	3,0 5,0
34	РП-Водозабора РУ-6 кВ яч.11	ТПОЛ-10 ф.А № 7100 ф.С № 3270 600/5, КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №765 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126904			1,3 2,1	3,0 5,0
35	РП-Водозабора РУ-6 кВ яч.12	ТПЛ-10 ф.А № 2990 ф.С № 3397 75/5, КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №765 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 34873706			1,3 2,1	3,0 5,0
36	РП-Водозабора РУ-6 кВ яч.15	ТПОЛ-10 ф.А № 8268 ф.С № 15433 800/5, КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №1438 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126943			1,3 2,1	3,0 5,0
37	РП-31 6 кВ яч.5	ТПЛ-10 ф.А №25821 ф.С №26057. 150/5,КТ 0,5	НТМИ-6-66 ф.А,В,С №УЕЕХ 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 34873699			1,3 2,1	3,0 5,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
38	РП-31 6 кВ яч.12	ТПЛ-10 ф.А №25561 ф.С №25794 150/5, КТ 0,5	НТМИ-6-66 ф.А,В,С №4373 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 34873715	ЭКОМ 3000 зав№ 11051067	Активная , Реактивная	1,3 2,1	3,0 5,0
39	РП-123 6 кВ яч.3	ТПЛ-10 ф.А №43654 ф.С №9083 100/5, КТ 0,5	НАМИТ-10-2 ф.А,В,С №0936 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 34873931			1,3 2,1	3,0 5,0
40	РП-123 6 кВ яч.8	ТПЛ-10 ф.А №3378 ф.С №9717 100/5, КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №2957 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 34873700			1,3 2,1	3,0 5,0
41	РП-ВДС 6 кВ яч.2	ТПЛ-10 ф.А №42379 ф.С №41849 400/5, КТ 0,5	НАМИ-10 ф.А ,В,С №559 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 34569549			1,3 2,1	3,0 5,0
42	РП-ВДС 6 кВ яч.5	ТЛК-10-5У3 ф.А №07806 ф.С №07789 100/5, КТ 0,5	НАМИ-10 ф.А ,В,С №559 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126969			1,3 2,1	3,0 5,0
43	РП-ВДС 6 кВ яч.6	ТПОЛ-10 ф.А №13780 ф.С №14654 600/5, КТ 0,5	ф.А НАМИ-10 ф.А ,В,С№559 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126960			1,3 2,1	3,0 5,0
44	РП-ВДС 6 кВ яч.24	ТЛК-10-5У3 ф.А №07815 ф.С №07808 100/5, КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №11789 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126970			1,3 2,1	3,0 5,0
45	РП-ВДС 6 кВ яч.25	ТПЛ-10 ф.А №42072 ф.С №41833 400/5, КТ 0,5	НТМИ-6 ф.А,В,С №11789 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 34873812			1,3 2,1	3,0 5,0
46	ТП-21 КРУН 6 кВ яч.1	ТПЛ-10-М ф.А №9718 ф.С №9716 100/5, КТ 0,5	НТМИ-6-66 ф.А,В,С. №7416 6000/100, КТ 0,5	МТ 851 КТ 0,5S/1,0 Зав. № 31126931			1,3 2,1	3,0 5,0

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 (0,98÷1,02) Uном;ток (0,01÷1,2) Iном для ИК №25,26; ток (0,05÷1,2) Iном для ИК №1-24,27-46; cos φ = 0,9 инд.;

4. Рабочие условия:

параметры сети для ИК: напряжение (0,9÷1,1) Uном; ток (0,01÷1,2) Iном для ИК №25,26; ток (0,05÷1,2) Iном для ИК №1-24,27-46; 0,5 инд.≤cos φ≤0,8 емк.;

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов тока и напряжения от минус 40 °С до + 50 °С, для счетчиков СЭТ-4ТМ.03М от минус 40 °С до +60 °С; МТ851 от минус 25 °С до +60 °С; для УСПД ЭКОМ-3000 от 0°С до плюс 50°С, для сервера от +10 °С до + 30 °С;

5 Погрешность в рабочих условиях указана для (I = 0,01 Iном, cos φ = 0,8 инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от +15°С до +35°С);

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001; трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001; счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ 31819.22-2012 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 31819.23-2012 в режиме измерения реактивной электроэнергии по каждому присоединению (измерительному каналу).

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков, УСПД на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 1. Замена оформляется актом в установленном на ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания» порядке, который является неотъемлемой частью описания типа.

Надежность применяемых в системе компонентов:

Электросчётчик МТ 851

- среднее время наработки на отказ не менее Тср =90000 часов,
- средний срок службы – не менее 24 лет

Электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М

- среднее время наработки на отказ, не менее Тср. =140000 часов,
- средний срок службы, не менее 30 лет;

сервер

- коэффициент готовности не менее-0,99,
- среднее время восстановления работоспособности не более tв = 0,5 ч;

Трансформатор тока (напряжения)

- среднее время наработки на отказ не менее $T_{ср}$ = 400 000 ч,
- среднее время восстановления работоспособности не более $t_в$ = 2 ч;

УСПД (ЭКОМ- 3000)

- среднее время наработки на отказ не менее не менее Тср =75000 ч,
- время восстановления работоспособности не более $t_в$ = 2 ч;

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты.

Регистрация событий:

в журнале счётчика:
- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекция времени;

в журнале УСПД:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

· механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
-УСПД;
- сервера;

· защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
- установка пароля на счётчик;

- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер;

Глубина хранения информации:

- электросчетчики МТ 851 – информация в 30 минутных архивах хранится в памяти 114 суток;
- электросчетчики СЭТ-4ТМ – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет;
-УСПД ЭКОМ-3000 – суточные данные о потреблении электроэнергии по каждому каналу учета за сутки – не менее 45 суток; сохранение информации при отключении питания – не менее 10 лет;

сервер БД – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – за весь срок эксплуатации системы

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания». приведена в таблице№3.

Таблица№3

Наименование компонента системы	Кол-во (шт.)
Счетчик электрической энергии МТ-851, КТ 0,5S/1	44
Счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М, КТ 0,2S/0,5	2
Трансформатор тока ТПЛ-10М, КТ 0,5	2
Трансформатор тока ТПЛ-10, КТ 0,5	22
Трансформатор тока ТПЛМ-10, КТ 0,5	2
Трансформатор тока ТПОЛ-10, КТ 0,5	20
Трансформатор тока ТПШЛ-10, КТ 0,5	40
Трансформатор тока ТПЛ-СЭЩ-10, КТ 0,5	4
Трансформатор тока ТЛК-10-5 У3, КТ 0,5	4
Трансформатор тока Т-0,66; КТ 0,5	12
Трансформатор напряжения НАМИ-10, КТ 0,5	2
Трансформатор напряжения НАМИ-10-95, КТ 0,5	1
Трансформатор напряжения НАМИТ-10-2, КТ 0,5	2
Трансформатор напряжения НТМИ-6-66, КТ 0,5	9
Трансформатор напряжения НТМИ-6, КТ 0,5	18
УСПД ЭКОМ-3000М	1
Сервер баз данных (основной) HP -Proilant ML 370	1
АРМ (автоматизированное рабочее место)	5
ФО 4222-024-6316154664-2014	1
МП 4222-024-6316154664-2014	1

Поверка

осуществляется в соответствии с документом МП 4222-024-6316154664-2014 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической

энергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания». Методика поверки», утвержденная ФБУ «Самарский ЦСМ» 01 декабря 2014г.

Основные средства поверки - по НД на измерительные компоненты:

- трансформаторы тока по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- счётчики электрической энергии МТ 851 в соответствии с ГОСТ 8.584-2004 «ГСИ. Счетчики электрической энергии электронные. Методика поверки.
-счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145 РЭ1;
- УСПД ЭКОМ-3000– в соответствии с документом «ГСИ. Комплекс программно - технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459.003 МП», утвержденной ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г;
- радиочасы МИР РЧ-01, ПГ±1 мкс;

Сведения о методиках (методах) измерений

Методы измерений, которые используются в системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания» приведены в документе - «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания». МВИ 4222-024-6316154664-2014. Методика аттестована ФБУ «Самарский ЦСМ» в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009. Свидетельство об аттестации № 88/01.00181-2013/2014 от 25 ноября 2014 г

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта» электрической энергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания»

- § ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия..
- § ГОСТ 7746-2001.Трансформаторы тока. Общие технические условия.
- § ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
- § ГОСТ 31819.22-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S.
- § ГОСТ 31819.23-2012. Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования .Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии. (IEC 62053-23:2003, MOD)

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

-осуществление торговли.

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Новокуйбышевская нефтехимическая компания» (ЗАО «ННК»). Адрес :446214, Самарская обл., г. Новокуйбышевск, ул. Промышленная, 70, тел (846) 353-48-00.

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Перспектива» (ООО «Перспектива»).
Адрес: 443022, г. Самара, ул. Заводское шоссе, д.9, офис 3.. Телефон: (846) 247-23-20.
e-mail: nashidoki@mail.ru.

Испытательный центр:
Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»).
Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30017-13 от 21.10.2013 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии С.С. Голубев

М.п. «___» _____2015 г.