

Регистрационный № 97276-25

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «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 автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2–4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000 со встроенным модулем синхронизации времени, источник бесперебойного питания, технические средства приема-передачи данных.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (сервер БД), источник бесперебойного питания, технические средства приема-передачи данных, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера 9».

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 случае отсутствия ТТ и ТН подключение цепей счетчика производится по проводным линиям, подключенным непосредственно к первичному источнику). 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.

Цифровой сигнал с выходов УСПД поступает на верхний уровень системы, где осуществляется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

На сервере БД осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, её формирование и хранение в базе данных АИИС КУЭ, оформление отчетных документов.

Сервер БД также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Передача данных в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием электронной цифровой подписи субъекта рынка.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК.

На уровне ИВКЭ синхронизация времени осуществляется встроенным в УСПД приёмником, принимающим сигналы точного времени от глобальной спутниковой навигационной системы ГЛОНАСС. Корректировка часов УСПД выполняется при расхождении времени часов УСПД и приёмника на $\pm 0,2$ с.

Сверка показаний часов счетчиков 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 БД синхронизированы со временем часов УСПД, корректировка часов сервера АИИС КУЭ выполняется при расхождении часов сервера и часов УСПД на ± 1 с.

Журналы событий счетчиков, УСПД и сервера БД отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ (№ 024) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, а также в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера 9», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «Энергосфера 9» обеспечивает защиту ПО и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче от ИИК в ИВК является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «Энергосфера 9».

ПО ПК «Энергосфера 9» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «средний»
в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера 9»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 9.0
Цифровой идентификатор ПО	Библиотека libpso_metr.so 01e3eae897f3ce5aa58ff2ea6b948061
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2–4.

Таблица 2 – Состав ИК

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ГПП-1 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ яч.15	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19
2	ГПП-1 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ яч.3	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
3	ГПП-1 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ яч.20	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
4	ГПП-1 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ яч.32	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
5	ГПП-1 110/6 кВ ТСН-1 0,4 кВ	Т-0,66У3 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 15764-96	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
6	ГПП-1 110/6кВ ТСН-2 0,4 кВ	Т-0,66У3 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 15764-96	–	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
7	ГПП-2 110/6кВ ЗРУ-6 кВ яч.3	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19
8	ГПП-2 110/6кВ ЗРУ-6 кВ яч.15	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
9	ГПП-2 110/6кВ ЗРУ-6 кВ яч.32	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
10	ГПП-2 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ яч.20	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
11	ГПП-2 110/6 кВ ТСН-1 0,4 кВ	Т-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 29482-07	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
12	ГПП-2 110/6 кВ ТСН-2 0,4 кВ	Т-0,66У3 Кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 15764-96 ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 47959-11 ТОП-0,66 Кл. т. 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 47959-11	—	СЭТ-4ТМ.03М.08 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
13	ГПП-3 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ яч.31	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
14	ГПП-3 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ яч.7	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 1423-60	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
15	ГПП-3 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ яч.38	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
16	ГПП-3 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ яч.16	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	ГПП-3 110/6 кВ ТСН-1 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19
18	ГПП-3 110/6 кВ ТСН-2 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 30/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
19	ГПП-4 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ яч.7	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
20	ГПП-4 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ яч.35	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
21	ГПП-4 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ яч.16	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
22	ГПП-4 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ яч.42	ТПШЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
23	ГПП-4 110/6 кВ ТСН-1 6 кВ	ТПЛМ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 50/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
24	ГПП-4 110/6 кВ ТСН-2 6 кВ	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
25	ПС 6 кВ РП-301 яч.15	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 54717-13	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 50058-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
26	ПС 6 кВ РП-301 яч.16	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 54717-13	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 50058-12	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
27	ПС 6 кВ РП-ВДС яч.11	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
28	ПС 6 кВ РП-ВДС яч.16	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
29	ПС 6 кВ Насосная 2-го подъема яч.14	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19
30	ПС 6 кВ Насосная 2-го подъема яч.17	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
31	ПС 6 кВ РП- Водозабор яч.17	ТЛО-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 25433-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	ТЕ3000.00 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 77036-19	
32	ТП-75 6/0,4 кВ, панель 0,4 кВ ЩО70, ввод 0,4 кВ	ТТИ-100 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 28139-12	—	СЭТ-4ТМ.03М.09 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 36697-17	
33	ПС 6 кВ РП- Водозабор яч.2	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
34	ПС 6 кВ РП- Водозабор яч.11	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
35	ПС 6 кВ РП- Водозабор яч.12	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
36	ПС 6 кВ РП- Водозабор яч.15	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 800/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
37	ПС 6 кВ РП-31 яч.5	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
38	ПС 6 кВ РП-31 яч.12	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
39	ПС 6 кВ РП-123 яч.3	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10-2 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 16687-02	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
40	ПС 6 кВ РП-123 яч.8	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 47958-11 ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 22192-03	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	ЭКОМ- 3000 Рег. № 17049-19
41	ПС 6 кВ РП-ВДС яч.2	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
42	ПС 6 кВ РП-ВДС яч.5	ТЛК10-5 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 9143-01	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
43	ПС 6 кВ РП-ВДС яч.6	ТПОЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10-95УХЛ2 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 20186-00	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
44	ПС 6 кВ РП-ВДС яч.24	ТЛК10-5 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 9143-01	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
45	ПС 6 кВ РП-ВДС яч.25	ТПЛ-10 Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
46	ТП-21 КРУН-6 кВ яч.1	ТПЛ-10-М Кл. т. 0,5 К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 22192-03	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
47	ПС-1 ЗРУ-1 6 кВ яч.7	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 70109-17	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 64450-16	
48	ПС-1 ЗРУ-1 6 кВ яч.17	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 70109-17	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	
49	ПС-1 ЗРУ-2 6 кВ яч.2	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 70109-17	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	
50	ПС-1 ЗРУ-2 6 кВ яч.15	ТПОЛ-СВЭЛ-10 Кл. т. 0,5S К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 70109-17	НТМИ-6 Кл. т. 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 831-53	ПСЧ-4ТМ.05МК.12 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 46634-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
51	ГПП-4 110/6 кВ ЗРУ-6 кВ яч.37	ТОЛ-НТЗ-10 Кл. т. 0,2S Ктт = 100/5 Рег. № 69606-17	НТМИ-6-66 Кл. т. 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	ЭКОМ-3000 Рег. № 17049-19

Примечания:

1. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.

2. Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков и УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

3. Допускается замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).

4. Замена оформляется техническим актом в установленном на предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электро-энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %	Предел допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с
1-4, 7-10, 13-24, 27-30, 33, 34, 36-46 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Счетчик 0,2S/0,5)	Активная Реактивная	1,1 2,6	3,1 5,6	± 5
5, 6, 11, 12 (ТТ 0,5; Счетчик 0,2S/0,5)	Активная Реактивная	0,8 2,2	3,0 5,5	± 5
25, 26, 31, 35 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S/0,5)	Активная Реактивная	1,1 2,6	2,8 5,3	± 5
32 (ТТ 0,5S; Счетчик 0,5S/1)	Активная Реактивная	1,0 2,4	3,9 6,8	± 5
47-50 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Счетчик 0,5S/1)	Активная Реактивная	1,2 2,8	4,0 6,9	± 5
51 (ТТ 0,2S; ТН 0,5; Счетчик 0,2S/0,5)	Активная Реактивная	0,8 1,8	1,8 4,0	± 5

Продолжение таблицы 3

Номера ИК	Вид электро-энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %	Предел допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с
<p>Примечания:</p> <p>1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.</p> <p>3. Границы погрешности результатов измерений приведены:</p> <ul style="list-style-type: none"> – при $\cos \varphi=0,9$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{\text{ном}}$ для нормальных условий; – при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{\text{ном}}$ для рабочих условий для ИК № 1-24, 27-30, 33, 34, 36-46; – при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 2 % от $I_{\text{ном}}$ для рабочих условий для ИК № 25, 26, 31, 32, 35, 47-51; <p>и температуре окружающего воздуха в местах расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+60\text{ }^{\circ}\text{C}$.</p>				

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	51
<p>Нормальные условия:</p> <ul style="list-style-type: none"> – параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$ 	<p>от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – параметры сети: <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности – температура окружающей среды в месте расположения: <ul style="list-style-type: none"> - ТТ и ТН, $^{\circ}\text{C}$ - счетчиков электроэнергии, $^{\circ}\text{C}$ - УСПД, $^{\circ}\text{C}$ - сервера БД, $^{\circ}\text{C}$ 	<p>от 90 до 110 от 5 до 120 от 0,5_{инд} до 0,8_{емк}</p> <p>от -40 до $+50$ от -40 до $+60$ от $+10$ до $+30$ от $+10$ до $+30$</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ счетчиков, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> – среднее время наработки на отказ, ч, не менее – среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>165000 2 350000 0,5 50000 6</p>

Продолжение таблицы 4

Наименование характеристики	Значение
Глубина хранения информации:	
Счетчики:	
– тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее	113
– при отключении питания, год, не менее	40
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных значениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, сут, не менее	45
- при отключении питания, год, не менее	10
Сервер:	
– хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, год, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД и сервера БД 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 счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и УСПД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике, УСПД и сервере БД.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - УСПД;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

– измерений 30 мин (функция автоматизирована);

– сбора результатов измерений – не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛК10-5	4
	ТЛО-10	3
	ТОЛ-НТЗ-10	3
	ТПЛ-10	18
	ТПЛМ-10	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	6
	ТПЛ-СЭЩ-10	4
	ТПОЛ-10	16
	ТПОЛ-СВЭЛ-10	12
	ТПШЛ-10	40
	Т-0,66	3
	Т-0,66УЗ	7
	ТОП-0,66	2
Трансформаторы напряжения	ТТИ-100	3
	НАМИ-10-95УХЛ2	3
	НАМИТ-10-2	2
	НТМИ-6	20
Счетчики электрической энергии многофункциональные	НТМИ-6-66	9
	СЭТ-4ТМ.03М	41
	СЭТ-4ТМ.03М.08	4
	СЭТ-4ТМ.03М.09	1
	ПСЧ-4ТМ.05МК12	4
	ТЕ3000.00	1
Устройство сбора и передачи данных	ЭКОМ-3000	1
Сервер БД	–	1
Автоматизированное рабочее место	–	5
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера 9»	1
Формуляр	ФО 4222-024-6316154664-2018 с Изменением №1, 2	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания», аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

ГОСТ 22261–94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия»

ГОСТ Р 8.596–2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения»

Правообладатель

Акционерное общество «Новокуйбышевская нефтехимическая компания»
(АО «ННК»)

ИНН 6330017980

Юридический адрес: 446200, Самарская обл., г. Новокуйбышевск

Телефон: +7 (84635) 3-02-20

E-mail: nnk@nnk.rosneft.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Новокуйбышевская нефтехимическая компания»
(АО «ННК»)

ИНН 6330017980

Адрес: 446200, Самарская обл., г. Новокуйбышевск

Телефон: +7 (84635) 3-02-20

E-mail: nnk@nnk.rosneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Проектный институт комплексной автоматизации»

(ООО «ПИКА»)

ИНН 3328009874

Адрес: 600016, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Большая Нижегородская, д. 81, каб. 307

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314709

