

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**  
(в редакциях, утвержденных приказами Росстандарта № 2242 от 25.10.2018 г.,  
№ 2203 от 20.09.2019 г.)

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 по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений 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 включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) ЭКОМ-3000 (модификация ЭКОМ -3000М) 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) включающий в себя сервер базы данных (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 преобразуются 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 УСПД по каналу Ethernet, через коммутатор 3Com Baseline.

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 сервер ИВК АИИС КУЭ АО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания» с сервера ИВК АИИС КУЭ АО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания» Новокуйбышевская ТЭЦ-2, заводской номер 01, регистрационный номер 69152-17 в Федеральном информационном фонде обеспечения единства измерений, по каналам связи сети Ethernet в виде xml-файлов формата 80020 поступает информация по ИК №№ 30-34 (по объектам Ф-1, Ф-2, Ф-4, Ф-5, Ф-8) по ИК №№ 36-46 (по объектам Ф-11, Ф-13, Ф-18, Ф-19, Ф-20, Ф-21, Ф-27, Ф-28, Ф-29, Ф-31, Ф-32), по ИК №№ 48-55 (по объектам Ф-41, Ф-43, Ф-44, Ф-46, Ф-48, Ф-51, Ф-52, Ф-53).

На сервере ИВК АИИС КУЭ АО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания» осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, её формирование и хранение в базе данных АИИС КУЭ, оформление отчетных документов. Сервером ИВК АИИС КУЭ АО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания», в том числе осуществляется прием xml-файлов формата 80020 из ИВК смежной АИИС КУЭ АО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания» Новокуйбышевская ТЭЦ-2 (по ИК №№ 30-34, 36-46, 48-55).

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 (далее – ЭЦП) 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 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  $\pm 0,2$  с. Сверка показаний часов счетчиков АИИС КУЭ с часами УСПД происходит при каждом опросе, при расхождении часов УСПД с часами счетчиков на  $\pm 2$  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  $\pm 1$  с.

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

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «ЭНЕРГОСФЕРА», в состав которого входят метрологически значимые модули, указанные в таблице 1. ПО ПК «ЭНЕРГОСФЕРА» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ПК «ЭНЕРГОСФЕРА».

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

Таблица 1- Идентификационные данные программного обеспечения

| 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                       | A121F27F261FF879<br>8132D82DCF761310 | 0480EDECA3E13AF<br>AE657A3D5F202FC59 |
| Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО | MD5                                  |                                      |

**Метрологические и технические характеристики**

Состав измерительных каналов и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2-4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

| Номер ИК | Наименование объекта             | Состав измерительного канала               |  |  |                              |
|----------|----------------------------------|--|--|--|------------------------------|
|          |                                  | ТТ   | ТН   | Счётчик  | УСПД/<br>УССВ/<br>Сервер     |
| 1        | 2                                | 3  | 4  | 5  | 6                            |
| 1        | ГПП-1 110/6 кВ<br>ЗРУ 6 кВ яч.15 | ТПШЛ-10<br>2000/5, КТ 0,5<br>Рег.№1423-60  | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53            | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№36697-12    | GPS/ HP -<br>Proliant ML 370 |
| 2        | ГПП-1 110/6 кВ<br>ЗРУ 6 кВ яч.3  | ТПШЛ-10<br>2000/5, КТ 0,5<br>Рег.№1423-60  | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53            | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12   |                              |
| 3        | ГПП-1 110/6 кВ<br>ЗРУ 6 кВ яч.20 | ТПШЛ-10<br>2000/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1423-60 | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53            | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12   |                              |
| 4        | ГПП-1 110/6 кВ<br>ЗРУ 6 кВ яч.32 | ТПШЛ-10<br>2000/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1423-60 | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53            | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12   |                              |
| 5        | ГПП-1 110/6 кВ<br>ТСН-1 0,4 кВ   | Т-0,66<br>100/5, КТ 0,5<br>Рег.№29482-07   | -  | СЭТ-4ТМ.03М.08<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№36697-12 |                              |
| 6        | ГПП-1 110/6кВ<br>ТСН-2 0,4 кВ    | Т-0,66<br>100/5, КТ 0,5<br>Рег.№15764-96   | -  | СЭТ-4ТМ.03М.08<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№36697-12 |                              |
| 7        | ГПП-2 110/6кВ<br>ЗРУ 6 кВ яч.3   | ТПШЛ-10<br>2000/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1423-60 | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53            | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12   |                              |
| 8        | ГПП-2 110/6кВ<br>ЗРУ 6 кВ яч.15  | ТПШЛ-10<br>2000/5, КТ 0,5<br>Рег.№1423-60  | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53            | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12   |                              |
| 9        | ГПП-2 110/6кВ<br>ЗРУ 6 кВ яч.32  | ТПШЛ-10<br>2000/5, КТ 0,5<br>Рег.№1423-60  | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53            | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12   |                              |
| 10       | ГПП-2 110/6 кВ<br>ЗРУ 6 кВ яч.20 | ТПШЛ-10<br>2000/5, КТ 0,5<br>Рег.№1423-60  | НАМИ-10-95 УХЛ2<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 20186-00 | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12   |                              |

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2                                 | 3  | 4  | 5  | 6 |
|----|-----------------------------------|--|--|--|---|
| 11 | ГПП-2 110/6 кВ<br>TCH-1 0,4 кВ    | Т-0,66<br>100/5, КТ 0,5<br>Рег.№29482-07   | -  | СЭТ-4ТМ.03М.08<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№36697-12 |   |
| 12 | ГПП-2 110/6 кВ<br>TCH-2 0,4 кВ    | Т-0,66<br>100/5, КТ 0,5<br>Рег.№29482-07<br>ТОП-0,66<br>100/5, КТ 0,5<br>Рег.№15174-06 | -  | СЭТ-4ТМ.03М.08<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№36697-12 |   |
| 13 | ГПП-3 110/6 кВ<br>ЗРУ 6 кВ яч.31  | ТПШЛ-10<br>2000/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1423-60   | НТМИ-6-66<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№2611-70         | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12   |   |
| 14 | ГПП-3 110/6 кВ<br>ЗРУ 6 кВ яч.7   | ТПШЛ-10<br>2000/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1423-60   | НАМИ-10-2<br>6000/100 ,<br>КТ 0,5<br>Рег.№16687-02       | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12   |   |
| 15 | ГПП-3 110/6 кВ<br>ЗРУ 6 кВ яч.38  | ТПШЛ-10<br>2000/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1423-60   | НАМИ-10-95 УХЛ2<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 20186-00 | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12   |   |
| 16 | ГПП-3 110/6 кВ<br>ЗРУ 6 кВ яч.16  | ТПШЛ-10<br>2000/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1423-60   | НТМИ-6-66<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№2611-70         | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12   |   |
| 17 | ГПП-3 110/6 кВ<br>TCH-1 6 кВ      | ТПЛ-10<br>200/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1276-59   | НАМИ-10-95 УХЛ2<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 20186-00 | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12   |   |
| 18 | ГПП-3 110/6 кВ<br>TCH-2 6 кВ      | ТПЛ-10<br>30/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1276-59  | НАМИ-10-2<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№16687-02        | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12   |   |
| 19 | ГПП-4 110/6 кВ 3<br>ЗРУ 6 кВ яч.7 | ТПШЛ-10<br>2000/5, КТ 0,5<br>Рег.№1423-60  | НТМИ-6-66<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№2611-70         | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12   |   |
| 20 | ГПП-4 110/6 кВ<br>ЗРУ 6 кВ яч.35  | ТПШЛ-10<br>2000/5, КТ 0,5<br>Рег.№1423-60  | НТМИ-6-66<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№2611-70         | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12   |   |
| 21 | ГПП-4 110/6 кВ<br>ЗРУ 6 кВ яч.16  | ТПШЛ-10<br>2000/5, КТ 0,5<br>Рег.№1423-60  | НТМИ-6-66<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№2611-70         | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12   |   |

ЭКОМ – 3000 (мод.ЭКОМ-3000 М). Рег.№ 17049-09 со встроенным модулем синхронизации времени GPS/

HP - Proliant ML 370

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2   | 3   | 4  | 5  | 6 |
|----|---|---|--|--|---|
| 22 | ГПП-4 110/6 кВ<br>ЗРУ 6 кВ яч.42                      | ТПШЛ-10<br>2000/5, КТ 0,5<br>Рег.№1423-60       | НТМИ-6-66<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№2611-70       | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |   |
| 23 | ГПП-4 110/6 кВ<br>ТЧН-1 6 кВ                          | ТПЛМ-10<br>50/5, КТ 0,5<br>Рег.№2363-68         | НТМИ-6-66<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№2611-70       | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |   |
| 24 | ГПП-4 110/6 кВ<br>ТЧН-2 6 кВ                          | ТПЛ-10<br>200/5, КТ 0,5<br>Рег.№1276-59         | НТМИ-6-66<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№2611-70       | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |   |
| 25 | РП-301 6 кВ<br>яч.15 ф.8                              | ТПЛ-СЭЩ-10<br>1000/5, КТ 0,5 S<br>Рег.№32139-11 | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№50058-12         | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |   |
| 26 | РП-301 6 кВ<br>яч.16 ф.32                             | ТПЛ-СЭЩ-10<br>1000/5, КТ 0,5S<br>Рег.№32139-11  | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№50058-12         | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |   |
| 27 | РП-ВДС 6 кВ<br>яч.11 ф.43                             | ТПОЛ-10<br>600/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1261-59       | НАМИ-10-95УХЛ2<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№21186-00 | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |   |
| 28 | РП-ВДС 6 кВ<br>яч.16 ф.29                             | ТПОЛ-10<br>600/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1261-59       | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53          | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |   |
| 29 | ПС 6 кВ Насосная<br>2-го подъема 6 кВ<br>яч.14 (Ф-20) | ТПОЛ-10<br>600/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1261-59       | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53          | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |   |
| 30 | ПС 6 кВ Насосная<br>2-го подъема 6 кВ<br>яч.17 (Ф-44) | ТПОЛ-10<br>600/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1261-59       | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53          | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |   |
| 31 | РП-11 6 кВ<br>яч.13 ф.28                              | ТПОЛ-10<br>1500/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1261-59      | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53          | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |   |
| 32 | РП-11 6 кВ<br>яч.18 ф.48                              | ТПОЛ-10<br>1500/5, КТ 0,5<br>Рег.№1261-59       | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53          | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |   |

ЭКОМ - 3000 (мод.ЭКОМ-3000 М). Рег.№ 17049-09 со встроенным модулем синхронизации времени GPS/  
HP -Proliant ML 370

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2                                       | 3  | 4   | 5  | 6  |
|----|---|--|---|--|--|
| 33 | ПС 6кВ<br>РП-Водозабор<br>РУ-6 кВ яч.2  | ТПОЛ-10<br>600/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1261-59    | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53           | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 | ЭКОМ – 3000 (мод. ЭКОМ-3000 М). Рег.№ 17049-09 со встроенным модулем синхронизации времени GPS/<br>НР -ProPlant ML 370 |
| 34 | ПС 6кВ<br>РП-Водозабор<br>РУ-6 кВ яч.11 | ТПОЛ-10<br>600/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1261-59    | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53           | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |  |
| 35 | ПС 6кВ<br>РП-Водозабор<br>РУ-6 кВ яч.12 | ТПЛ-10-М<br>200/5, КТ 0,5S<br>Рег.№ 22192-07 | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53           | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |  |
| 36 | ПС 6кВ<br>РП-Водозабор<br>РУ-6 кВ яч.15 | ТПОЛ-10<br>800/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1261-59    | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53           | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |  |
| 37 | РП-31<br>6 кВ яч.5                      | ТПЛ-10<br>150/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1276-59     | НТМИ-6-66<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 2611-70       | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |  |
| 38 | РП-31<br>6 кВ яч.12                     | ТПЛ-10<br>150/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1276-59     | НТМИ-6-66<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 2611-70       | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |  |
| 39 | РП-123<br>6 кВ яч.3                     | ТПЛ-10<br>100/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1276-59     | НАМИТ-10-2<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 16687-02     | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |  |
| 40 | РП-123<br>6 кВ яч.8                     | ТПЛ-10<br>100/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1276-59     | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53           | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |  |
| 41 | РП-ВДС<br>6 кВ яч.2                     | ТПЛ-10<br>400/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1276-59     | НАМИ-10-95УХЛ2<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 20186-00 | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |  |
| 42 | РП-ВДС<br>6 кВ яч.5                     | ТЛК-10-5<br>100/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 9143-06   | НАМИ-10-95УХЛ2<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 20186-00 | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |  |
| 43 | РП-ВДС<br>6 кВ яч.6                     | ТПОЛ-10<br>600/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1261-59    | НАМИ-10-95УХЛ2<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 20186-00 | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12 |  |

Продолжение таблицы 2

| 1  | 2                                | 3   | 4  | 5  | 6 |
|----|----------------------------------|---|--|--|---|
| 44 | РП-ВДС<br>6 кВ яч.24             | ТЛК-10-5<br>100/5, КТ 0,5<br>Рег.№9143-06       | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53    | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12       |   |
| 45 | РП-ВДС<br>6 кВ яч.25             | ТПЛ-10<br>400/5, КТ 0,5<br>Рег.№ 1276-59        | НТМИ-6<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53    | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12       |   |
| 46 | ТП-21<br>КРУН 6 кВ яч.1          | ТПЛ-10-М<br>100/5, КТ 0,5<br>Рег.№22192-07      | НТМИ-6-66<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12       |   |
| 47 | ПС-1 ЗРУ-1 6 кВ яч.7             | ТПОЛ-СВЭЛ-10<br>1500/5, КТ 0,5<br>Рег.№70109-17 | НТМИ-6<br>6000/100<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53     | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.12<br>КТ 0,5S/1<br>Рег.№ 64450-16 |   |
| 48 | ПС-1 ЗРУ-1 6 кВ<br>яч.17         | ТПОЛ-СВЭЛ-10<br>1500/5, КТ 0,5<br>Рег.№70109-17 | НТМИ-6<br>6000/100<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53     | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.12<br>КТ 0,5S/1<br>Рег.№ 64450-16 |   |
| 49 | ПС-1 ЗРУ-2 6 кВ яч.2             | ТПОЛ-СВЭЛ-10<br>1500/5, КТ 0,5<br>Рег.№70109-17 | НТМИ-6<br>6000/100<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53     | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.12<br>КТ 0,5S/1<br>Рег.№ 64450-16 |   |
| 50 | ПС-1 ЗРУ-2 6 кВ<br>яч.15         | ТПОЛ-СВЭЛ-10<br>1500/5, КТ 0,5<br>Рег.№70109-17 | НТМИ-6<br>6000/100<br>КТ 0,5<br>Рег.№ 831-53     | ПСЧ-<br>4ТМ.05МК.12<br>КТ 0,5S/1<br>Рег.№ 64450-16 |   |
| 51 | ГПП-4 110/6 кВ<br>ЗРУ-6 кВ яч.37 | ТОЛ-НТЗ-10<br>100/5, КТ 0,2S<br>Рег.№51679-12   | НТМИ-6-66<br>6000/100,<br>КТ 0,5<br>Рег.№2611-70 | СЭТ-4ТМ.03М<br>КТ 0,2S/0,5<br>Рег.№ 36697-12       |   |

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

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

ЭКОМ – 3000 (мод.ЭКОМ-3000 М).  
Рег.№ 17049-09 со встроенным модулем синхронизации времени GPS/  
HP-Proliant ML 370

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

| Номер ИК  | Вид электрической энергии | Границы основной погрешности, ( $\pm d$ ), % | Границы погрешности в рабочих условиях, ( $\pm d$ ), % |
|---|---------------------------|--|--|
| 1   | 2                         | 3  | 4  |
| 1-4, 7-10,13-24, 27-34,36-46  | Активная<br>Реактивная    | 1,2<br>1,9                                   | 2,9<br>4,5   |
| 5, 6,11,12  | Активная<br>Реактивная    | 1,0<br>1,5                                   | 2,8<br>4,6   |
| 25,26,35  | Активная<br>Реактивная    | 1,2<br>1,9                                   | 1,3<br>2,0   |
| 47-50   | Активная<br>Реактивная    | 1,3<br>2,1                                   | 3,0<br>5,0   |
| 51  | Активная<br>Реактивная    | 0,9<br>1,3                                   | 1,5<br>2,3   |
| Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с   |                           |  | $\pm 5$  |
| Примечания:   |                           |  |  |
| 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).  |                           |  |  |
| 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$ .  |                           |  |  |
| 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\phi=0,8$ ( $\sin\phi=0,6$ ), токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий, и при $\cos\phi=0,8$ ( $\sin\phi=0,6$ ), токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +15 до +35 °C. |                           |  |  |

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

| Наименование характеристики  | Значение  |
|--|---|
| 1  | 2   |
| Количество измерительных каналов   | 51  |
| Нормальные условия:<br>параметры сети:<br>- напряжение, % от $U_{ном}$<br>- ток, % от $I_{ном}$<br>- коэффициент мощности, $\cos\phi$<br>- температура окружающей среды для счетчиков, °C  | от 99 до 101<br>от 100 до 120<br>0,9<br>от +21 до +25   |
| Условия эксплуатации:<br>параметры сети:<br>- напряжение, % от $U_{ном}$<br>- ток, % от $I_{ном}$<br>- коэффициент мощности $\cos\phi$ ( $\sin\phi$ )<br>- температура окружающей среды для счетчиков °C<br>СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ -4ТМ.03М.08<br>ПСЧ-4ТМ.05МК.12<br>- температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C<br>- температура окружающей среды для сервера, °C<br>- температура окружающей среды для УСПД, °C<br>- атмосферное давление, кПа<br>- относительная влажность, %, не более<br>- частота, Гц | от 90 до 110<br>от 1 до 120<br>от 0,5 инд. до 0,8 емк<br>от -40 до +70<br>от -40 до +60<br>от -40 до +50<br>от +10 до +30<br>от 0 до +50<br>от 80 до 106,7<br>98<br>от 49,6 до 50,4 |

Продолжение таблицы 4

| 1  | 2      |
|--|--------|
| Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:<br>Счетчики СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ -4ТМ.03М.08<br>- среднее время наработки на отказ , ч, не менее  | 140000 |
| Счетчики ПСЧ-4ТМ.05МК.12<br>- среднее время наработки на отказ , ч, не менее   | 165000 |
| УСПД ЭКОМ-3000 М<br>- среднее время наработки на отказ , ч, не менее   | 75000  |
| Глубина хранения информации<br>Счетчики СЭТ -4ТМ.03М, СЭТ -4ТМ.03М.08<br>- каждого массива профиля при времени интегрирования 30<br>мин, сут | 114    |
| Счетчики ПСЧТ -4ТМ.05МК.12<br>- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях,<br>сут, не менее                                      | 113    |
| УСПД ЭКОМ - 3000М<br>- суточные данные о потреблении электроэнергии по каждому-<br>каналу учета,сут, не менее                                | 45     |
| Сервер БД:<br>- хранение результатов измерений и информации состояний средств<br>измерений, лет, не менее                                    | 3,5    |

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

Регистрация событий:

- в журнале событий счётчика:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике;
- в журнале событий УСПД:
  - параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в УСПД;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
  - электросчёта;
  - УСПД;
  - испытательной коробки;
  - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
  - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
  - установка пароля на счетчик;
  - установка пароля на УСПД;
  - установка пароля на сервер БД.

**Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ.

**Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

| Наименование   | Обозначение  | Количество, шт. |
|--|--|-----------------|
| Трансформатор тока                                   | ТПЛ-10М  | 4               |
|  | ТПЛ-10   | 20              |
|  | ТПЛМ-10  | 2               |
|  | ТПОЛ-10  | 20              |
|  | ТПШЛ-10  | 40              |
|  | ТПЛ-СЭЩ-10   | 4               |
|  | ТЛК-10-5 У3  | 4               |
|  | Т-0,66   | 12              |
|  | ТПОЛ-СВЭЛ-10   | 12              |
|  | ТОЛ-НТЗ-10-01  | 3               |
| Трансформатор напряжения                             | НАМИ-10-95 УХЛ2  | 3               |
|  | НАМИТ-10-2   | 2               |
|  | НТМИ-6-66  | 9               |
|  | НТМИ-6   | 22              |
| Счётчик электрической энергии<br>многофункциональный | СЭТ-4ТМ.03М  | 43              |
|  | СЭТ-4ТМ.03М.08   | 4               |
|  | ПСЧ-4ТМ.05МК12   | 4               |
| Сервер БД (основной)                                 | HP ProLiant ML370  | 1               |
| Устройство сбора и передачи данных                   | ЭКОМ -3000<br>(модификация ЭКОМ -3000 М)                 | 1               |
| Устройство синхронизации системного<br>времени       | встроенный модуль<br>синхронизации времени GPS в<br>УСПД | 1               |
| Автоматизированное рабочее место                     | АРМ  | 5               |
| <b>Документация</b>                                  |  |                 |
| Методика поверки                                     | МП 4222-024-6316154664-2014 с<br>изменением №1           | 1               |
| Формуляр   | ФО 4222-024-6316154664-2014 с<br>изменением №2           | 1               |

**Проверка**

осуществляется по документу МП 4222-024-6316154664-2014 с изменением №1 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания». Методика поверки, утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 28.08.2018 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- трансформаторы напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- по МИ 3195-2018 Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации;
- по МИ 3196-2018 Методика измерений мощности нагрузки трансформаторов тока в условиях эксплуатации;

- по МИ 3598-2018 Методика измерения потерь напряжения в линиях связи счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации;
- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1. «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- счетчики электрической энергии многофункциональные ПСЧ-4ТМ.05МК в соответствии с документом ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 28.04.2016 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04;
- 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.;
- измеритель влажности и температуры ИВТМ-7 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 15500-12);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ-04 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-12).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде оттиска и (или) наклейки со штрих-кодом и заверяется подписью поверителя.

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

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 4222-024-6316154664-2019, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ», аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

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

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

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

#### **Изготовитель**

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

ИНН 6330017980

Адрес : 446214, Самарская обл., г. Новокуйбышевск  
Телефон: +7 (84635) 3-02-20

Модернизация системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учёта электрической энергии (АИИС КУЭ) ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания» проведена:

Общество с ограниченной ответственностью «Ральф» (ООО «Ральф»)  
ИНН 6319173009

Адрес: 443009, Самарская обл., г. Самара г, ул. Вольская, дом № 103 А, Литера Ф, Ф1, Ф2, к. 22

Телефон: +7 (846) 267-26-76

### **Испытательный центр**

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»

(ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон: +7 (846) 336-08-27

Факс: +7 (846) 336-15-54

E-mail: [referent@samaragost.ru](mailto:referent@samaragost.ru)

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Заместитель  
Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« \_\_\_\_ » 2019 г.