

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «21» декабря 2023 г. № 2756

Регистрационный № 90828-23

Лист № 1  
Всего листов 12

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная контроля качества электроэнергии (АИИС ККЭ) цеха электроснабжения АО «Невиномысский Азот»

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная контроля качества электроэнергии (АИИС ККЭ) цеха электроснабжения АО «Невиномысский Азот» (далее по тексту – АИИС ККЭ) предназначена для измерения показателей качества электроэнергии (далее - ПКЭ) за установленные интервалы времени, календарного времени, а также сбора, контроля, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

**Описание средства измерений**

АИИС ККЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), счетчики-измерители показателей качества электрической энергии многофункциональные BINOM3 (счетчики-измерители ПКЭ), установленные на присоединениях, указанных в таблице 2, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя совмещенный Сервер сбора данных, баз данных и WEB-приложений АИИС ККЭ (далее - Сервер АИИС ККЭ); с программным обеспечением (далее – ПО) ПК «КОНТАКТ 3W», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерение показателей качества электроэнергии проводится в соответствии с классом характеристик процесса измерений А по ГОСТ 30804.4.30-2013 и ГОСТ IEC 61000-4-30-2017, классом точности I по ГОСТ 30804.4.7-2013, классом F1 по ГОСТ IEC 61000-4-15-2014. Усреднение (объединение) результатов измерений ПКЭ на требуемых интервалах и статистическая оценка соответствия ПКЭ установленным нормам выполняется по ГОСТ 32144-2013, формируется протокол испытаний электрической энергии по форме, рекомендованной ГОСТ 33073. Реализовано измерение полного перечня дополнительных характеристик электроэнергии, согласно ГОСТ Р 8.655-2010, необходимых для аналитических задач.

Первичные напряжения и токи трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика-измерителя ПКЭ, который осуществляет измерение мгновенных значений величин параллельно по шести каналам. Над выборками мгновенных

значений напряжений ( $U_k$ ) и токов ( $I_k$ ) производится цифровая и математическая обработка, основанная на быстром преобразовании Фурье, и вычисления.

Результаты измерений и анализа ПКЭ от счетчиков передаются в сервер АИИС ККЭ. Сбор измерительной и служебной информации осуществляется по инициативе ИВК. Сбор осуществляется автоматически или, при необходимости, по запросу.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накоплении передача, оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

АИИС ККЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК и ИВК. Для синхронизации времени в СОЕВ входит модуль приема сигнала точного времени «DF01» (рег.№ 60327-15), который принимает радиосигналы времени от глобальных навигационных спутниковых систем, формирует шкалу системного времени, синхронизированную с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) и обеспечивает передачу информации о текущем времени и дате в протоколе NMEA 0183.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС ККЭ с DF01 осуществляется встроенным программным обеспечением сервера АИИС ККЭ автоматически, коррекция производится автоматически при любом расхождении шкалы времени сервера АИИС ККЭ от DF01. Сравнение показаний шкалы времени счетчика-измерителя ПКЭ с сервером АИИС ККЭ осуществляется встроенным программным обеспечением по вычислительной сети, во время сеанса связи со счетчиком не чаще 1 раз в 10 минут, коррекция производится автоматически при любом расхождении шкалы времени счетчика-измерителя ПКЭ с сервером АИИС ККЭ. Допускаемая абсолютная погрешность установки времени при приеме метки синхронизации не превышает 1мс без учета дополнительной погрешности, вызванной неопределенностью времени передачи пакетов по сети ТСР/Р, зависящего от конфигурации сети.

Журналы событий счетчика ПКЭ и сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) факта коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

АИИС ККЭ присвоен заводской номер 0000306. Заводской номер АИИС ККЭ наносится типографским способом на этикетку, которая располагается на корпусе сервера ИВК и в паспорте-формуляре на АИИС ККЭ типографским способом.

### Программное обеспечение

В АИИС ККЭ используется ПК «KОНТАКТ 3W». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню - «средний» в соответствии Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «KОНТАКТ 3W»
Номер версии	1.7.0.09

### Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС ККЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2-5.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС ККЭ цеха электроснабжения АО «Невиномысский Азот»

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала				Источник сигналов Точного времени	Измеряемые физические величины
		ТТ	ТН	Счетчики-измерители ПКЭ			
1	2	3	4	5	6	7	
1	ПС 5 6 кВ Ввод с ГРЭС 42Ша	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 1500/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн 6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ рег. № 2611-70	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15	DF01 рег. № 60327-15	см. таблицу 3	
2	ПС 5 6 кВ Ввод с ГРЭС23Ша	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 1500/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн 6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ рег. № 2611-70	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15			
3	ПС 5 6 кВ Ввод с ГРЭС9Ша	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 1500/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн - 6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ рег. № 2611-70	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15			
4	ПС 5 6 кВ Ввод с ГРЭС30Ша	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5 Ктт 1500/5 рег. № 1261-59	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 Ктн 6000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ рег. № 2611-70	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15			
5	ПС 35 35 кВ Ввод с НГРЭС Л-387	GI36 Кл.т. 0,5 Ктт 800/5 рег. № 28402-09	ЗНОЛ-НТ3-35 Кл.т. 0,5 Ктн 35000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ рег.№ 69604-17	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15			
6	ПС 35 35 кВ Ввод с НГРЭС Л-388	GI36 Кл.т. 0,5 Ктт 800/5 рег. № 28402-09	ЗНОЛ-НТ3-35 Кл.т. 0,5 Ктн 35000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ рег.№ 69604-17	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15			
7	ПС 37 35 кВ Ввод с НГРЭС Л-384	ТОЛ35 Кл.т. 0,5S Ктт 800/5 рег. № 21256-03	ЗНОЛ-НТ3-35 Кл.т. 0,5 Ктн 35000: $\sqrt{3}$ / 100: $\sqrt{3}$ рег.№ 69604-17	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15			

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	ПС 37 35 кВ Ввод с НГРЭС Л-385	ТОЛ35 Кл.т. 0,5S К <sub>тт</sub> 800/5 рег. № 21256-03	ЗНОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,5 К <sub>тн</sub> 35000:√3/ 100:√3 рег.№ 69604-17	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15	DF01 рег. № 60327-15	см. таблицу 3
9	ПС 37 35 кВ Ввод с ГРЭС ЗРУ-35 Л-383	GI36 Кл.т. 0,5 К <sub>тт</sub> 800/5 рег. № 28402-09	ЗНОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,5 К <sub>тн</sub> 35000:√3/ 100:√3 рег.№ 69604-17	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15		
10	ПС 37 35 кВ Ввод с ГРЭС ЗРУ-35 Л-386	GI36 Кл.т. 0,5 К <sub>тт</sub> 800/5 рег. № 28402-09	ЗНОЛ-НТЗ-35 Кл.т. – 0,5 К <sub>тн</sub> 35000:√3/ 100:√3 рег.№ 69604-17	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15		
11	ПС 40 6 кВ Ввод с НГРЭС 48Ш	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К <sub>тт</sub> 600/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 К <sub>тн</sub> 6000:√3/100:√3 рег. № 831-53	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15		
12	ПС 40 6 кВ Ввод с НГРЭС 12Ш	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 К <sub>тт</sub> 600/5 рег. № 1856-63	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 К <sub>тн</sub> 6000:√3/ 100:√3 рег. № 831-53	BINOM3 Класс А рег.№ 60113-15		
13	ПС 66 35 кВ Ввод с ГРЭС Л-389	GI36 Кл.т. 0,5 К <sub>тт</sub> 800/5 рег. № 28402-09	ЗНОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,5 К <sub>тн</sub> 35000:√3/ 100:√3 рег.№69604-17	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15		
14	ПС 66 35 кВ Ввод с ГРЭС Л-382	GI36 Кл.т. 0,5 К <sub>тт</sub> 800/5 рег. № 28402-09	ЗНОЛ-НТЗ-35 Кл.т. 0,5 К <sub>тн</sub> 35000:√3/ 100:√3 рег.№69604-17	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15		
15	ПС 200 6 кВ Ввод 3 с НГРЭС 4Ша	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 К <sub>тт</sub> 800/5 рег. № 7069-07	ЗНОЛ-06 Кл.т. 0,5 К <sub>тн</sub> 6000:√3/100:√3 рег. № 3344-72	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15		
16	ПС 200 6 кВ Ввод 4 с НГРЭС 27Ша	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 К <sub>тт</sub> 800/5 рег. № 7069-07	ЗНОЛ-06 Кл.т. 0,5 К <sub>тн</sub> 6000:√3/100:√3 рег. № 3344-72	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
17	ЗРУ 110 кВ 110 кВ Л-205 (с НГРЭС яч.22)	SB 0.8 Кл.т. 0,2S К <sub>ТТ</sub> 600/5 рег. № 20951-08	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 К <sub>ТН</sub> 110000:√3/ 100:√3 рег. № 1188-84	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15	DF01 рег. № 60327-15	см. таблицу 3
18	ЗРУ 110 кВ 110 кВ Л-111 (с ГЭС-4 яч.4)	ТВ-110 Кл.т. 0,2S К <sub>ТТ</sub> 1000/1 рег. №64181-16	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 К <sub>ТН</sub> 110000:√3/ 100:√3 рег. № 1188-84	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15		
19	ЗРУ 110 кВ 110 кВ Л-115 (с ГЭС-4 яч.8)	ТВ-110 Кл.т. 0,2S К <sub>ТТ</sub> 1000/1 рег.№64181-16	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 К <sub>ТН</sub> 110000:√3/ 100:√3 рег. № 1188-84	BINOM3 Класс А рег. № 60113-15		

Примечания к таблице 1:

1. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2.
2. Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС ККЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС ККЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Измеряемые физические величины

№	Измеряемый параметр	Обозначение
1	2	3
1	Среднеквадратическое значение фазного и междуфазного напряжений, В	$U_A, U_B, U_C, U_{\phi \text{ ср}};$ $U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}, U_{\text{мфср}}$
2	Отклонение частоты, Гц	$\Delta f$
3	Положительное отклонение фазного и междуфазного напряжений, %	$\delta U_{Ay(+)}, \delta U_{By(+)}, \delta U_{Cy(+)};$ $\delta U_{ABy(+)}, \delta U_{BCy(+)}, \delta U_{CAy(+)}$
4	Отрицательное отклонение фазного и междуфазного напряжений, %	$\delta U_{Ay(-)}, \delta U_{By(-)}, \delta U_{Cy(-)};$ $\delta U_{ABy(-)}, \delta U_{BCy(-)}, \delta U_{CAy(-)}$
5	Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности, %	$K_{0Uy}$
6	Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности, %	$K_{2Uy}$
7	Коэффициент гармонической составляющей фазного или междуфазного напряжения порядка n, n = 2...50, %	$K_{UAy(n)}, K_{UBy(n)}, K_{UCy(n)};$ $K_{UABy(n)}, K_{UBCy(n)}, K_{UCAy(n)}$
8	Коэффициент интергармонической составляющей фазного или междуфазного напряжения порядка n, n = 2...50, %	$K_{UA\text{isg } y(n)}, K_{UB\text{isg } y(n)},$ $K_{UC\text{isg } y(n)}, K_{UAB\text{isg } y(n)},$ $K_{UBC\text{isg } y(n)}, K_{UCA\text{isg } y(n)}$
9	Суммарный коэффициент гармонической составляющей фазного или междуфазного напряжения, %	$K_{UABy}, K_{UBCy}, K_{UCAy}, K_{UAy},$ $K_{UBy}, K_{UCy}$

Продолжение таблицы 3

1	2	3
10	Кратковременная доза фликера	$P_{St}$
11	Длительная доза фликера	$P_{Lt}$
12	Длительность провала напряжения, с	$\Delta t_{\text{пров}}$
13	Глубина провала напряжения, %	$\delta U_{\text{пров}}$
14	Длительность прерывания напряжения, с	$\Delta t_{\text{пер}}$
15	Глубина прерывания напряжения, %	$\delta U_{\text{пер}}$
16	Длительность временного перенапряжения эквивалентного трехфазного, с	$\Delta t_{\text{пер}}$
17	Коэффициент временного перенапряжения эквивалентного трехфазного	$K_{\text{пер}}$

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК при измерении показателей качества электроэнергии, относящихся к продолжительным измерениям характеристик напряжения

Номер ИК	Измеряемый параметр	Диапазон измерения напряжений	Диапазон измерения параметра	Границы интервала относительной основной погрешности измерений $\pm \delta, \%$	Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации $\pm \delta, \%$
1	2	3	4	5	6
1...19	Отклонение частоты $\Delta f$ , Гц	$(0,8 - 1,2) U_{\text{ном}}$	-7,5 - +7,5	$\pm 0,62$	$\pm 0,68$
1...19	Среднеквадратическое значение фазного и междуфазного напряжений, В ( $U_A, U_B, U_C, U_{\text{ф ср}}; U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}, U_{\text{мф ср}}$ )	$(0,8 - 1,2) U_{\text{ном}}$	$(0,8 - 1,2) U_{\text{ном}}$	$\pm 0,62$	$\pm 0,68$
1...19	Положительное отклонение фазного и междуфазного напряжений, % ( $\delta U_{A_{y(+)}, \delta U_{B_{y(+)}, \delta U_{C_{y(+)}}; \delta U_{AB_{y(+)}, \delta U_{BC_{y(+)}, \delta U_{CA_{y(+)}}$ )	$(0,8 - 1,2) U_{\text{ном}}$	0 - 90	$\pm 0,62$	$\pm 0,68$
1...19	Отрицательное отклонение фазного и междуфазного напряжений, % ( $\delta U_{A_{y(-)}, \delta U_{B_{y(-)}, \delta U_{C_{y(-)}}; \delta U_{AB_{y(-)}, \delta U_{BC_{y(-)}, \delta U_{CA_{y(-)}}}$ )	$(0,8 - 1,2) U_{\text{ном}}$	0 - 100	$\pm 0,62$	$\pm 0,68$

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
1...19	Коэффициенты несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям, % ( $K_{0Uy}$ , $K_{2Uy}$ )	(0,8 – 1,2) $U_{ном}$	0 - 20	$\pm 0,63$	$\pm 0,75$
1...19	Коэффициенты гармонической составляющей фазного или междуфазного напряжения порядка n, n = 2...50, % ( $K_{UAy(n)}$ , $K_{UBy(n)}$ , $K_{UCy(n)}$ ; $K_{UABy(n)}$ , $K_{UBCy(n)}$ , $K_{UCAy(n)}$ )	(0,8 – 1,2) $U_{ном}$	0,05 - 50	Не нормируется	
1...19	Коэффициенты интергармонической составляющей фазного или междуфазного напряжения порядка n, n = 2...49, % ( $K_{UAisg y(n)}$ , $K_{UBisg y(n)}$ , $K_{UCisg y(n)}$ , $K_{UABisg y(n)}$ , $K_{UBCisg y(n)}$ , $K_{UCAisg y(n)}$ );	(0,8 – 1,2) $U_{ном}$	0,05 - 50	Не нормируется	
1...19	Суммарные коэффициенты гармонической составляющей фазного или междуфазного напряжения, % ( $K_{UABy}$ , $K_{UBCy}$ , $K_{UCAy}$ , $K_{UAy}$ , $K_{UBy}$ , $K_{UCy}$ )	(0,8 – 1,2) $U_{ном}$	0,1 - 50	Не нормируется	

Таблица 5 - Метрологические характеристики ИК при измерении показателей качества электроэнергии, относящихся к случайным событиям

Номер ИК	Измеряемый параметр	Диапазон измерения напряжений	Диапазон измерений параметра	Пределы допускаемой абсолютной погрешности, $\Delta$	Примечание
1	2	3	4	5	6
1...19	Длительность прерывания напряжения $\Delta t_{пер}$ , с	(0,8 – 1,2) $U_{ном}$	от 0,02 до 60	$\pm T$ ( $\Delta$ )	$T=1/f$ , f – частота, Гц
1...19	Глубина прерывания напряжения $\delta U_{пер}$ , %	(0,8 – 1,2) $U_{ном}$	от 95 до 100	$\pm 0,2$ ( $\Delta$ )	
1...19	Длительность провала напряжения $\Delta t_{пров}$ , с	(0,8 – 1,2) $U_{ном}$	от 0,02 до 60	$\pm T$ ( $\Delta$ )	$T=1/f$ , f – частота, Гц
1...19	Глубина провала напряжения $\delta U_{пров}$ , %	(0,8 – 1,2) $U_{ном}$	от 10 до 100	$\pm 0,2$ ( $\Delta$ )	

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6
1...19	Длительность перенапряжения $\Delta t_{пер}$ , с	$(0,8 - 1,2)$ $U_{ном}$	от 0,02 до 60	$\pm T (\Delta)$	$T=1/f$ , $f$ – частота, Гц
1...19	Коэффициент временного перенапряжения эквивалентного трехфазного $K_{пер}$	$(0,8 - 1,2)$ $U_{ном}$	от 1,1 до 2	$\pm 0,002 (\Delta)$	
1...19	Доза фликера (кратковременная $P_{гт}$ и длительная $P_{лт}$ ), отн. ед.	$(0,8 - 1,2)$ $U_{ном}$	Не нормируется		

Примечания к таблице 4, 5:

- 1) Погрешности АИИС ККЭ при измерении параметров несинусоидальности напряжения (коэффициентов гармонической составляющей фазного или междуфазного напряжения порядка  $n$ , коэффициентов интергармонической составляющей фазного или междуфазного напряжения порядка  $n$ , суммарных коэффициентов гармонической составляющей фазного или междуфазного напряжения) не нормируются, так как погрешность данных параметров не нормируется у ТН. Пределы допускаемой основной погрешности счетчика-измерителя ПКЭ при измерении параметров несинусоидальности напряжения соответствует описанию типа на Счетчики-измерители ПКЭ многофункциональные VINOM3, регистрационный № 60113-15.
- 2) Погрешность АИИС ККЭ при измерении дозы фликера (кратковременной  $P_{гт}$  и длительной  $P_{лт}$ ) не нормируется, так как погрешность данного параметра не нормируется у ТН. Пределы допускаемой основной погрешности счетчика при измерении дозы фликера соответствует описанию типа на Счетчики-измерители ПКЭ многофункциональные VINOM3, регистрационный № 60113-15.
- 3) В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности  $P=0,95$ .
- 4) Погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения Счетчиков-измерителей ПКЭ многофункциональных от плюс 15 до плюс 25 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	19
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - частота измеряемой сети, % от $F_{ном}$ температура окружающей среды °С	от 99 до 101 от 99,7 до 100,3 от +15 до +25

Продолжение таблицы 6



1	2
<p>Условия эксплуатации: параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- напряжение, % от <math>U_{ном}</math></li> <li>- сила тока, % от <math>I_{ном}</math>:</li> <li>- коэффициент мощности, <math>\cos\varphi</math></li> </ul> <p>диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- для ТТ и ТН</li> <li>- для счетчиков-измерителей ПКЭ: ИК № 5, 6, 13, 14 ИК № 1 - 4, 7 – 12, 15 - 19</li> <li>- для DF01</li> <li>- для сервера</li> </ul>	<p>от 10 до 200 от 1 до 200 <math>\pm (0,25_{инд} - 1 - 0,25_{емк})</math></p> <p>от -40 до +70</p> <p>от +15 до +25 от +10 до +35 от +15 до +25 от +15 до +25</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС ККЭ компонентов: <u>Счетчики-измерители ПКЭ:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч,</li> </ul> <p><u>Сервер ИВК:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- среднее время наработки на отказ, ч, не менее</li> <li>- среднее время восстановления работоспособности, ч,</li> </ul>	<p>150 000 2</p> <p>80 000 1</p>
<p>Глубина хранения информации <u>Счетчики-измерители ПКЭ:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- тридцатиминутный профиль нагрузки каждого массива, сутки, не менее</li> </ul> <p><u>ИВК:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее</li> </ul>	<p>1489</p> <p>3,5</p>

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;
- наличие в счетчике-измерителе ПКЭ аккумуляторной батареи счетчика, обеспечивающей работу счетчика случае пропадания напряжения питания, и наличие аккумуляторной батареи часов (при пропадании питающей сети питание часов осуществляется от аккумуляторной батареи счетчика, при разряде аккумуляторной батареи счетчика питание часов обеспечивается от аккумуляторной батареи часов).

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика-измерителя ПКЭ:
  - изменения конфигурации;
  - вскрытия клеммной крышки,
  - пропадания напряжения;
  - неисправности аккумулятора,
  - самодиагностики,
  - перехода питания на аккумулятор и от сети
  - аппаратного и программного рестарта,
  - включения и выключения питания,
  - изменения ПО,

- изменения даты и времени,
  - изменения паролей,
  - коррекции времени в счетчике-измерителе ПКЭ,
  - отклонения частоты за пределы нормативных значений,
  - отклонения напряжения за пределы нормативных значений,
  - отклонения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям за пределы нормативных значений,
  - провалов напряжения, прерываний напряжения, перенапряжений,
- журнал сервера:
- параметрирования;
  - пропадания напряжения;
  - коррекции времени в счетчике и сервере;
  - пропадание и восстановление связи со счетчиком и прибором измерений ПКЭ.

Защищённость применяемых компонентов:

-механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика-измерителя ПКЭ;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера.

-защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика ПКЭ;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

-счетчика ПКЭ (функция автоматизирована);

-ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

-о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);

-о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений ПКЭ – 10 периодов основной частоты (функция автоматизирована);

- объединение результатов измерений ПКЭ (функция автоматизирована) – на интервалах, равных:

- 3 с или 10 с - отклонение частоты,
- 1 мин, 10 мин или 30 мин - положительное и отрицательное отклонения напряжения, коэффициенты несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательностям, суммарные коэффициенты гармонических составляющих напряжения, коэффициенты гармонических и интергармонических составляющих напряжения),
- 10 мин - кратковременная доза фликера,
- 2 ч. - длительная доза фликера.

### **Знак утверждения типа**

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС ККЭ способом цифровой печати.

### **Комплектность средства измерений**

Комплектность АИИС ККЭ приведена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность средства измерений

Наименование (тип)	Обозначение	Кол-во/шт.
1	2	3
Измерительные трансформаторы тока	ТПОЛ-10	8
Измерительные трансформаторы тока	GI36	18
Измерительные трансформаторы тока	ТОЛ35	6
Измерительные трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4
Измерительные трансформаторы тока	ТОЛ-10	4
Измерительные трансформаторы тока	SB 0.8	3
Измерительные трансформаторы тока	ТВ-110	6
Измерительные трансформаторы напряжения	НТМИ-6	6
Измерительные трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-НТЗ-35	24
Измерительные трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-06	6
Измерительные трансформаторы напряжения	НКФ-110-83У1	9
Счетчики-измерители показателей качества электрической энергии многофункциональные	BINOM339U3.57I3.5	17
Счетчики-измерители показателей качества электрической энергии многофункциональные	BINOM339U3.57I3.1	2
Модуль приема сигнала точного времени	DF01	1
Сервер	PowerEdge R540	1
Паспорт-формуляр	26.01.002-ФО	

**Сведения о методиках (методах) измерений**  
приведены в п. 2.7 Паспорта-формуляра № 26.01.002-ФО.

#### **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;

ГОСТ Р 8.655-2009 ГСИ Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования;

ГОСТ 30804.4.7-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств;

ГОСТ 30804.4.30-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии;

ГОСТ IEC 61000-4-30-2017 Электромагнитная совместимость. Методы испытаний и измерений. Методы измерений качества электрической энергии;

ГОСТ Р 51317.4.15-2012 Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Технические требования и методы испытаний;

ГОСТ IEC 61000-4-15-2014 Электромагнитная совместимость. Часть 4. Методики испытаний и измерений. Раздел 15. Фликерметр. Технические условия на функциональные характеристики и конструкцию;

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

ГОСТ 33073-2014 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;

ГОСТ Р 58289-2018 Оценка соответствия. Правила сертификации электрической энергии.

#### **Правообладатель**

Акционерное общество «Невиномысский Азот» (АО «Невинномысский Азот»)  
ИНН 2631015563

Юридический адрес: 357107, Ставропольский край, г. Невинномысск, ул. Низяева, д. 1

Телефон: (86554) 4-42-07, 4-40-88, факс (86554) 7-80-05

#### **Изготовитель**

Закрытое акционерное общество «Системы связи и телемеханики» (ЗАО «ССТ»)

ИНН 7801047444

Юридический адрес: 119178, г. Санкт-Петербург, 4-я линия В.О., д.65, лит. А, оф. 305Н

Адрес места осуществления деятельности: 195265, г. Санкт-Петербург, Гражданский пр-кт, д. 111, лит. А

Телефон: (812) 531-13-68

Web-сайт: [www.portal-energy.ru](http://www.portal-energy.ru)

E-mail: [cts@ctsspb.ru](mailto:cts@ctsspb.ru)

#### **Испытательный центр**

Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГБУ «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д. 46

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: [www.vniims.ru](http://www.vniims.ru)

E-mail: [office@vniims.ru](mailto:office@vniims.ru)

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № 30004-13.

