

**УТВЕРЖДЕНО**  
приказом Федерального агентства  
по техническому регулированию  
и метрологии  
от «13» мая 2022 г. № 1175

Регистрационный № 85571-22

Лист № 1  
Всего листов 15

**ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оренбургнефть» пятая очередь

**Назначение средства измерений**

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оренбургнефть» пятая очередь (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

**Описание средства измерений**

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АО «Оренбургнефть», сервер филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети», устройства синхронизации времени (УСВ), программный комплекс (ПК) «Энергосфера», автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

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 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на соответствующие сервера: для ИК №№ 1, 2, 4-25 на сервер АО «Оренбургнефть», для ИК № 3 на сервер филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети». На каждом сервере осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

От сервера филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» информация в виде xml-макетов установленных форматов передается на сервер АО «Оренбургнефть» и в АРМ энергосбытовой организации АО «ЕЭСнК» по каналу связи сети Internet.

От сервера АО «Оренбургнефть» информация в виде xml-макетов установленных форматов передается в АРМ энергосбытовой организации АО «ЕЭСнК» по каналу связи сети Internet.

Также сервер АО «Оренбургнефть» может принимать измерительную информацию в виде xml-файлов установленных форматов от ИВК прочих АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде, и передавать всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии (ОРЭ).

Передача информации от АРМ энергосбытовой организации АО «ЕЭСнК» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта ОРЭ, в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с действующими требованиями ОРЭ к предоставлению информации.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы серверов и УСВ. УСВ обеспечивают коррекцию часов компонентов АИИС КУЭ по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS.

Сравнение показаний часов сервера АО «Оренбургнефть» с соответствующим УСВ осуществляется не реже одного раза в 30 мин. Корректировка часов сервера АО «Оренбургнефть» производится при наличии расхождения.

Сравнение показаний часов сервера филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» с соответствующим УСВ осуществляется непрерывно. Корректировка часов сервера производится при наличии расхождения.

Сравнение показаний часов счетчика (для ИК №№ 1, 2, 4-25) с часами сервера АО «Оренбургнефть» осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более  $\pm 2$  с.

Сравнение показаний часов счетчика (для ИК № 3) с часами сервера филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети» осуществляется во время сеанса связи со счетчиками, но не реже одного раза в сутки. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков с часами сервера более  $\pm 1$  с.

Журналы событий счетчиков и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер 001, указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оренбургнефть» пятая очередь.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программный комплекс (ПК) «Энергосфера». ПК «Энергосфера» обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПК «Энергосфера». Метрологически значимая часть ПК «Энергосфера» указана в таблице 1. Уровень защиты ПК «Энергосфера» от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «Энергосфера»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

**Метрологические и технические характеристики**

Таблица 2 — Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускае- мой основ- ной относи- тельной по- грешности, (±δ) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях, (±δ) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110 кВ Савельевская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Бузулукская – Савельевская № 3	TG 145N Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	ЗНГА-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Pro- liant DL360 Gen10	Актив- ная	0,6	1,4
								Реак- тивная	1,1
2	ПС 110 кВ Савельевская, ОРУ-110 кВ, ОМВ 110 кВ	TG 145N Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	ЗНГА-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,6	1,4
							Реак- тивная	1,1	2,4
3	ПС 110 кВ Алексеевка, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Герасимовская от ПС 110/35/10 кВ Алексеевка	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Зав. № 0808142493 Рег. № 36697-12	УСВ-2 Рег. № 41681-10	HP Pro- Liant DL380 G7	Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
4	ПС 110 кВ Ленинская, ОРУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-2	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив- ная	1,3	3,2		
								Реак- тивная	2,5	5,5	
5	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 2	АВК 10 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 47171-11 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17					Актив- ная	1,1	3,2
									Реак- тивная	2,2	5,4
6	ПС 110 кВ Ленинская, ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; В; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16					Актив- ная	1,0	3,1
							Реак- тивная	2,1	5,4		
7	ПС 110 кВ Ленинская, ОРУ-35 кВ, ввод 35 кВ Т-1	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 47124-11 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,2		
							Реак- тивная	2,5	5,5		
8	ПС 110 кВ Ленинская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 6	ТЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 2473-69 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,3	3,2		
							Реак- тивная	2,5	5,5		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
9	ПС 110 кВ Ленинская, ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТТИ-А Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 28139-12 Фазы: А; С	-	ПСЧ- 4ТМ.05МК.16 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 64450-16			Актив- ная	1,0	3,1
							Реак- тивная	2,1	5,4
10	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 4, Л 10 кВ Лн-1	АВК 10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 47171-11 Фаза: А  ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 58720-14 Фаза: С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Pro- liant DL360 Gen10	Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4
11	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 6, Л 10 кВ Лн-2	АВК 10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47171-11 Фазы: А; С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная	1,1	3,2
							Реак- тивная	2,2	5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
12	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 8, Л 10 кВ Лн-3	АВК 10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 47171-11 Фаза: А  ТЛК-СТ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 58720-14 Фаза: С	НАМИ-10 Кл.т. 0,2 10000/100 Рег. № 11094-87 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив- ная	1,1	3,2	
								Реак- тивная	2,2	5,4
13	ПС 35 кВ Моргуновская, ОРУ-35 кВ, отпайка ВЛ 35 кВ Курманаевская – Лабазинская	GIF 40.5 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС  НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08					Актив- ная	1,3
							Реак- тивная	2,5	5,6	
14	ПС 110 кВ Савельевская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Бузулукская – Савельевская 1 цепь с отпайками	TG 145N Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	ЗНГА-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12			Актив- ная	0,6	1,4	
							Реак- тивная	1,1	2,4	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
15	ПС 110 кВ Савельевская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Бузулукская – Савельевская 2 цепь с отпайками	TG 145N Кл.т. 0,2S 600/5 Зав. № Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	ЗНГА-110 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242-16	HPE Proliant DL360 Gen10	Актив-ная	0,6	1,4		
								Реак-тивная	1,1	2,4	
16	ПС 110 кВ Ново-Медведкинская, ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Бузулукская - Сорочинская 1 цепь с отпайками	ТФЗМ-110Б-IV Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04					Актив-ная	1,1	3,2
									Реак-тивная	2,2	5,1
17	ПС 110 кВ Ново-Медведкинская, ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Бузулукская - Сорочинская 2 цепь с отпайками	ТФЗМ-110Б-IV Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НАМИ-110 УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 24218-03 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01			Актив-ная	1,1	3,2		
							Реак-тивная	2,0	4,5		
18	ПС 35 кВ Долговская, ОРУ-35 кВ, отпайка ВЛ 35 кВ Курманаевская – Ромашкинская	ТФН-35М Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01			Актив-ная	1,3	3,2		
							Реак-тивная	2,3	4,6		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
19	ПС 110/35/6 кВ Ростащинская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Южная-Ростащин- ская 1 цепь	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 44640-10 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3 Рег. № 64242- 16	HPE Pro- liant DL360 Gen10	Актив- ная	0,9	1,6	
								Реак- тивная	1,6	2,6
20	ПС 110/35/6 кВ Ростащинская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Южная-Ростащин- ская 2 цепь	ТОГФ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 44640-10 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12					Актив- ная	0,9
							Реак- тивная	1,6	2,6	
21	ПС 110/35/6 кВ Ростащинская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Соро- чинская-Роста- щинская	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12			Актив- ная	1,3	3,2	
							Реак- тивная	2,5	5,5	
22	ПС 110/35/6 кВ Ростащинская, ОРУ-110 кВ, ОМВ 110 кВ	ТФЗМ-110Б-1У1 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 2793-71 Фазы: А; В; С	НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С  НКФ-110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/√3/100/√3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 64242- 16	HPE Pro- liant DL360 Gen10	Актив- ная	1,3	3,2	
									Реак- тивная	2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	ПС 35/6 кВ Первомайская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 1, ВЛ-6 кВ фидер №1	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 600/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01			Актив-ная	1,3	3,2
							Реак-тивная	2,3	4,6
24	ПС 35/6 кВ Первомайская, РУ-6 кВ, 2 СШ 6 кВ, яч. 18, ВЛ-6 кВ фидер №2	ТОЛ-10 УТ2 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 6009-77 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01			Актив-ная	1,3	3,2
							Реак-тивная	2,3	4,6
25	ПС 35/6 кВ Первомайская, РУ-6 кВ, 1 СШ 6 кВ, яч. 7, ВЛ-6 кВ фидер №4	ТОЛ-10 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 7069-79 Фазы: А; С	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 3344-72 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01			Актив-ная	1,3	3,2
							Реак-тивная	2,3	4,6
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU), с									±5

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допустимой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3 Погрешность в рабочих условиях для ИК №№ 1, 2, 13-15, 19, 20 указана для тока 2 % от  $I_{ном}$ , для остальных ИК – указана для тока 5 % от  $I_{ном}$ ;  $\cos\varphi = 0,8$  инд.

4 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 АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов. Допускается замена серверов без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	25
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2, 13-15, 19, 20 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °С	от 95 до 105  от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2, 13-15, 19, 20 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения серверов, °С	от 90 до 110  от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от +10 до +30 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типов СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12), ПСЧ-4ТМ.05МК: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 2  140000 2

Продолжение таблицы 3

1	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	220000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.02: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	90000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСВ-3: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для УСВ-2: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	35000
среднее время восстановления работоспособности, ч	2
для серверов: среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее	113
при отключении питания, лет, не менее	40
для серверов: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания серверов с помощью источника бесперебойного питания;

резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени.
- журнал серверов:  
параметрирования;  
пропадания напряжения;  
коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:  
счетчиков электрической энергии;  
промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;  
испытательной коробки;  
серверов.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:  
счетчиков электрической энергии;  
серверов.

Возможность коррекции времени в:  
счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);  
серверах (функция автоматизирована).  
Возможность сбора информации:  
о состоянии средств измерений;  
о результатах измерений (функция автоматизирована).  
Цикличность:  
измерений 30 мин (функция автоматизирована);  
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

### Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

### Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока	TG 145N	12
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-1У1	15
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	2
Трансформаторы тока	АВК 10	6
Трансформаторы тока	ТЛК-СТ	2
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	5
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока	GIF 40.5	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2
Трансформаторы тока	ТОЛ-10 УТ2	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНГА-110	6
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	9
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	9
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	2

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	5
Устройства синхронизации времени	УСВ-3	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Сервер АО «Оренбургнефть»	HPE ProLiant DL360 Gen10	1
Сервер филиала ПАО «Россети Волга» - «Самарские распределительные сети»	HP ProLiant DL380 G7	1
Формуляр	ЭНПР.411711.156.ФО	1

**Сведения о методиках (методах) измерений**

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Оренбургнефть» пятая очередь», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе, автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Оренбургнефть» пятая очередь**

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 «Оренбургнефть» (АО «Оренбургнефть»)

ИНН 5612002469

Адрес: 461046, Оренбургская обл., г. Бузулук, ул. Магистральная, зд. 2

Телефон: (35342) 7-36-70

Факс: (35342) 7-32-01

E-mail: orenburgneft@rosneft.ru

**Изготовитель**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс» (ООО «ЭнергоПромРесурс»)

ИНН: 5024145974

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

**Испытательный центр**

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»  
(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская,  
д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц  
RA.RU.312047.

