

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Оренбургнефть»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Оренбургнефть» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, 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, трехуровневую 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 электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным обеспечением (ПО) «ТЕЛЕСКОП+», радиосервер точного времени, автоматизированное рабочее место персонала (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.

Для ИК № 3 цифровой сигнал с выхода счетчика по проводным линиям связи поступает на GSM-модем, далее по каналу связи стандарта GSM – на сервер.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы соответствующего УСПД, где осуществляется накопление, хранение и передача полученных данных на сервер по каналам связи стандарта GSM посредством службы передачи данных GPRS, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

На сервере осуществляется обработка полученных данных, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. От

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

Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах кВт·ч и соотнесены с единым календарным временем.

Передача информации от АРМ энергосбытовой организации АО «ЕЭСнК» в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (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 Приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы УСПД, часы сервера, радиосервер точного времени РСТВ-01-01, синхронизирующий часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS-приемника.

Сравнение часов сервера с РСТВ-01-01 осуществляется ежесекундно, корректировка часов сервера от РСТВ-01-01 производится независимо от величины расхождения.

Сравнение часов сервера с часами УСПД осуществляется при каждом сеансе связи (1 раз в 30 мин), корректировка часов УСПД производится при расхождении с часами сервера на величину более ± 2 с.

Сравнение часов счетчиков с часами сервера (для ИК № 3) или с часами соответствующего УСПД (для остальных ИК) осуществляется во время сеанса связи со счетчиками (1 раз в 30 мин). Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов сервера (для ИК № 3) на величину более ± 2 с. Корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчиков и часов соответствующего УСПД (для остальных ИК) на величину более ± 2 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «ТЕЛЕСКОП+» версии 4.0.4. Метрологически значимая часть ПО указана в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «ТЕЛЕСКОП+». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО «ТЕЛЕСКОП+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение		
Идентификационное наименование ПО	Server_MZ4.dll	PD_MZ4.dll	ASCUE_MZ4.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.1.1		
Цифровой идентификатор ПО	f851b28a924da 7cde6a57eb2ba 15af0c	2b63c8c01bcd 61c4f5b15e09 7f1ada2f	cda718bc6d123b6 3a8822ab86c2751 ca
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5		

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты					Сервер	Вид элек- трической энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Устройство синхрони- зации вре- мени			Границы допускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти, ($\pm\delta$) %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ПС 110 кВ Са- вельевская, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Бу- зулукская – Савельевская № 3	TG 145N Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	ЗНГА-6- 110П*-ХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	E-422.GSM Рег. № 46553-11	PCTB-01-01 Рег. № 40586-12	HP ProLiant ML350	Активная Реактивная	0,6 1,1	1,5 2,5
2	ПС 110 кВ Са- вельевская, ОРУ-110 кВ, ОМВ 110 кВ	TG 145N Кл.т. 0,2S 1200/5 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	ЗНГА-6- 110П*-ХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 60290-15 Фазы: А; В; С	СЭТ- 4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	E-422.GSM Рег. № 46553-11	PCTB-01-01 Рег. № 40586-12	HP ProLiant ML350	Активная Реактивная	0,6 1,1	1,5 2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	ПС 110 кВ Алексеевка, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Герасимовская от ПС 110/35/10 кВ Алексеевка	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 2793-88 Фазы: А; В; С	НКФ110-83У1 Кл.т. 0,5 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 3 Рег. № 1188-84 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	□	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	HP ProLiant ML350	Активная	1,3	3,3
								Реактивная	2,5	5,7
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/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	Е-422.GSM Рег. № 46553-11			Активная	1,3	3,3
								Реактивная	2,5	5,7
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	Е-422.GSM Рег. № 46553-11			Активная	1,1	3,2
								Реактивная	2,2	5,6
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	Е-422.GSM Рег. № 46553-11			Активная	1,0	3,2
								Реактивная	2,1	5,6
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/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.02М.03 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	Е-422.GSM Рег. № 46553-11			Активная	1,3	3,3
								Реактивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
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	Е- 422.GSM Рег. № 46553-11			Актив- ная	1,3	3,3
								Реактив- ная	2,5	5,7
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	Е- 422.GSM Рег. № 46553-11			Актив- ная	1,0	3,2
								Реактив- ная	2,1	5,6
10	ПС 110 кВ Ленинская, КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. 4, Л 10 кВ ЛН-1	АВК 10 Кл.т. 0,5 100/5 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	Е- 422.GSM Рег. № 46553-11			Актив- ная	1,1	3,2
								Реактив- ная	2,2	5,6
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	Е- 422.GSM Рег. № 46553-11			Актив- ная	1,1	3,2
								Реактив- ная	2,2	5,6
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 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	Е- 422.GSM Рег. № 46553-11	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	HP ProLiant ML350	Актив- ная	1,1	3,2
								Реактив- ная	2,2	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
13	ПС 35 кВ Моргуновская, ОРУ-35 кВ, отпайка ВЛ 35 кВ Курманаевская – Лабазинская	GIF40.5 Кл.т. 0,5S 300/5 Зав. № 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	Е-422.GSM Рег. № 46553-11			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,4 5,7
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-6-110П*-ХЛ1 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	Е-422.GSM Рег. № 46553-11	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	HP ProLiant ML350	Актив-ная Реактив-ная	0,6 1,1	1,5 2,5
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 Рег. № 30489-09 Фазы: А; В; С	ЗНГА-6-110П*-ХЛ1 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	Е-422.GSM Рег. № 46553-11			Актив-ная Реактив-ная	0,6 1,1	1,5 2,5

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
16	ПС 110 кВ Ново-Медведкинская, ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Бузулукская – Сорочинская с отпайками 1 цепь	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2793-88 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	Е-422.GSM Рег. № 46553-11			Актив-ная Реактив-ная	1,1 2,2	3,2 5,3
17	ПС 110 кВ Ново-Медведкинская, ОРУ-110 кВ, отпайка ВЛ 110 кВ Бузулукская – Сорочинская с отпайками 2 цепь	ТФЗМ-110Б Кл.т. 0,5 150/5 Рег. № 2793-88 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	Е-422.GSM Рег. № 46553-11			Актив-ная Реактив-ная	1,1 2,0	3,2 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	Е-422.GSM Рег. № 46553-11	РСТВ-01-01 Рег. № 40586-12	HP ProLiant ML350	Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,3	3,3 4,6
19	ПС 35 кВ Западная, РУ-10 кВ, ввод 10 кВ Т-1	ТОЛ 10 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 7069-02 Фазы: А; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.02.2.14 Кл.т. 0,5/1,0 Рег. № 20175-01	Е-422.GSM Рег. № 46553-11			Актив-ная Реактив-ная	1,3 2,5	3,3 5,3
20	ПС 35 кВ Западная, ввод 0,4 кВ ТСН-1	□	□	ПСЧ-4ТМ.05МД.25 Кл.т. 1,0/2,0 Рег. № 51593-12	Е-422.GSM Рег. № 46553-11			Актив-ная Реактив-ная	1,1 2,2	3,3 6,2

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
21	ПС 35 кВ КС-2, РУ-10 кВ, ввод 10 кВ Т-1	ТЛК10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 42683-09 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 Кл.т. 0,5 10000/100 Рег. № 18178-99 Фазы: АВС	СЭТ- 4ТМ.02.2.14 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	Е- 422.GSM Рег. № 46553-11	РСТВ-01- 01 Рег. № 40586-12	HP ProLi- ant ML350	Актив- ная	1,3	3,3
								Реактив- ная	2,5	5,3
22	ПС 35 кВ КС-2, ввод 0,4 кВ ТСН- 1	Т-0,66 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 22656-07 Фазы: А; В; С	□	СЭТ- 4ТМ.03М.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08	Е- 422.GSM Рег. № 46553-11			Актив- ная	1,0	3,2
								Реактив- ная	2,1	5,6

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ ± 5 с.

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой 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 указана для тока 2 % от $I_{ном}$, для остальных ИК указана для тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд.

4 ТТ по ГОСТ 7746-2015, ТН по ГОСТ 1983-2015, счетчики в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.21-2012 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, ГОСТ 31819.23-2012 и ГОСТ 26035-83. Но ввиду отсутствия в ГОСТ Р 52425-2005 класса точности 0,5, пределы погрешностей при измерении реактивной энергии счетчиков класса точности 0,5 устанавливаются равными пределам соответствующих погрешностей счетчиков активной энергии класса точности 0,5S по ГОСТ Р 52323-2005.

5 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 УСПД и РСТВ-01-01 на аналогичные утвержденного типа, а также замена сервера 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	22
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ ток, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 1, 2, 13-15 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 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С температура окружающей среды в месте расположения сервера, °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 +15 до +40 от +15 до +25 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, для счетчиков типов ПСЧ-4ТМ.05МК, ПСЧ-4ТМ.05МД, СЭТ-4ТМ.03М (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-12): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02М: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч, для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.02: 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, для УСПД: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для РСТВ-01-01: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 2 165000 2 220000 2 55000 2 140000 2 55000 24 55000 1

Продолжение таблицы 3

1	2
для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	100000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для УСПД: суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу, а также электроэнергии, потребленной за месяц по каждому каналу, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	113 5 45 5 3,5

Надежность системных решений:

защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
УСПД (функция автоматизирована);
сервере (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	ТФЗМ-35А-У1	2
Трансформаторы тока	АВК 10	8
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	2
Трансформаторы тока	ТЛМ-10	2
Трансформаторы тока измерительные на номинальное напряжение 0,66 кВ	ТТИ-А	5
Трансформаторы тока	GIF40.5	3
Трансформаторы тока климатического исполнения VI, ХЛ1	ТФЗМ-110Б	9
Трансформаторы тока	ТФН-35М	2
Трансформаторы тока	ТОЛ 10	2
Трансформаторы тока	ТЛК10	3
Трансформаторы тока	Т-0,66	3
Трансформаторы напряжения	ЗНГА-6-110П*-ХЛ1	9
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	9
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02М	7
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МД	1
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	7
Контроллер	Е-422.GSM	7
Радиосерверы точного времени	РСТВ-01	1
Сервер	HP ProLiant ML350	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Методика поверки	МП ЭПР-085-2018	1
Паспорт-формуляр	ОН.411711.002.ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП ЭПР-085-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО «Оренбургнефть». Методика поверки», утвержденному ООО «ЭнергоПромРесурс» 15.06.2018 г.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с документами на средства измерений, входящие в состав АИИС КУЭ;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11);
- термогигрометр CENTER (мод.315) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22129-09);
- барометр-анероид метеорологический БАММ-1 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 5738-76);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 28134-04);
- прибор Энерготестер ПКЭ-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 53602-13);
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ®-А (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 22029-10).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПАО «Оренбургнефть», свидетельство об аттестации № 100/RA.RU.312078/2018.

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

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

Публичное акционерное общество «Оренбургнефть» (ПАО «Оренбургнефть»)

ИНН 5612002469

Адрес: 461040, Оренбургская обл., г. Бузулук, ул. Магистральная, д. 2

Телефон (факс): (35342) 7-48-40

Web-сайт: orenburgneft.rosneft.ru

E-mail: orenburgneft@rosneft.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143444, Московская обл., Красногорский район, г. Красногорск, мкр. Опалиха,
ул. Ново-Никольская, д. 57

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «ЭнергоПромРесурс» по проведению испытаний средств
измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312047 от 26.01.2017 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.