

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» августа 2022 г. № 1926

Регистрационный № 86347-22

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТПП «РИТЭК – Самара – Нафта»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ТПП «РИТЭК – Самара – Нафта» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД) ИКМ – Пирамида (далее по тексту - сервер ИВК), устройство синхронизации времени УСВ-3 (УСВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000.Сервер», автоматизированные рабочие места, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, 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. Измерительная информация на выходе счетчика:

– активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

– средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы сервера ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. Сервер ИВК АИИС КУЭ с периодичностью опроса не реже 1 раза в сутки опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них тридцатиминутный профиль мощности для каждого канала учета и журналы событий.

Сервер ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует и отправляет по выделенному каналу связи отчеты в формате XML на автоматизированное рабочее место (АРМ) энергосбытовой организации. АРМ энергосбытовой организации подписывает данные отчеты электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по каналу связи сети Интернет в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК и ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа УСВ-3, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени UTC (SU) по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС.

Сервер ИВК АИИС КУЭ, периодически с установленным интервалом проверки текущего времени, сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени УСВ-3 и при расхождении ± 1 с и более, сервер ИВК АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УСВ-3.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК осуществляется раз в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера ИВК равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, сервера ИВК отражают: факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на АИИС КУЭ не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. Заводской номер 01/22 установлен в формуляре АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000.Сервер». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии Р 50.2.077-2014. Идентификационные данные метрологически значимой части ПО приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	E55712D0B1B219065D63DA949114DAE4
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	B1959FF70BE1EB17C83F7B0F6D4A132F
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	D79874D10FC2B156A0FDC27E1CA480AC
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	52E28D7B608799BB3CCEA41B548D2C83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	6F557F885B737261328CD77805BD1BA7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	48E73A9283D1E66494521F63D00B0D9F
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	C391D64271ACF4055BB2A4D3FE1F8F48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	ECF532935CA1A3FD3215049AF1FD979F
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	530D9B0126F7CDC23ECD814C4EB7CA09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	1EA5429B261FB0E2884F5B356A1D1E75

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 10 кВ Ф-1 ПС 110/10 кВ Морец ПКУ-10 опора 100/1	ТОЛ-НТЗ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3, рег. № 64242-16 / ИКМ – Пирамида, рег. № 45270-10
2	ВЛ 10 кВ Ф-5 ПС 110/10 кВ Морец ПКУ-10 опора 500/1	ТОЛ-НТЗ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	ВЛ 10 кВ Ф-4 ПС 110/10 кВ Морец ПКУ-10 опора 400/1	ТОЛ-НТЗ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3, рег. № 64242-16 / ИКМ – Пирамида, рег. № 45270-10
4	ВЛ 10 кВ Ф-3 ПС 35/10 кВ Александровка ПКУ-10 кВ опора 330/2 отпайка в сторону КТП 330/160	ТОЛ-10-1 75/5, КТ 0,5S Рег. № 15128-07	ЗНОЛП 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
5	ВЛ 10 кВ Ф-3 ПС 35/10 кВ Александровка ПКУ-10 кВ опора 332/2 отпайка в сторону КТП 332/160	ТЛО-10 50/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ.06 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-08	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
6	ВЛ 10 кВ Ф-7 ПС 110/10 кВ Августовка ПКУ-10 опора 700/4	ТОЛ-НТЗ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
7	ВЛ 10 кВ Ф-2 ПС 35/10 кВ Пензино ПКУ- 10 кВ опора 217/1 отпайка в сторону КТП 217/160	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	ЗНОЛ.06 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-08	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
8	ВЛ 10 кВ Ф. НБК-6 ПС 110/10 кВ Нижняя Быковка ПКУ- 10 опора 600/1	ТОЛ-НТЗ 150/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
9	ВЛ 10 кВ Ф. НБК-7 ПС 110/10 кВ Нижняя Быковка ПКУ- 10 опора 700/1	ТОЛ-НТЗ 150/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
10	ВЛ 10 кВ фидер 18, ПС 220/110/10 Комсомолец, ПКУ-10 кВ, оп. 18/1	ТОЛ-НТЗ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	УСВ-3, рег. № 64242-16 / ИКМ – Пирамида, рег. № 45270-10
11	ВЛ 10 кВ фидер 28, ПС 220/110/10 Комсомолец, ПКУ-10 кВ, оп. 28/1	ТОЛ-НТЗ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
12	ВЛ 10 кВ Ф. Над-4 ПС 110/10 кВ Надеждино ПКУ-10 опора 400/1	ТОЛ-НТЗ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
13	ВЛ 10 кВ Ф. Рвс-2 ПС 110/10 кВ Русская Васильевка ПКУ-10 опора 200/2	ТОЛ-НТЗ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
14	ВЛ 10 кВ Ф. Кшк-2 ПС 110/10 кВ Кошки ПКУ-10 опора 200/5	ТОЛ-НТЗ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
15	ВЛ 10 кВ Ф. Сад-2 ПС 110/10 кВ Садовая ПКУ-10 опора 200/1	ТОЛ-НТЗ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
16	ВЛ 10 кВ Ф. Ерм-9 ПС 110/10 кВ Ермаково ПКУ-10 опора 900/1	ТОЛ-НТЗ 150/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	ВЛ 10 кВ Оз-8 ПС 35/10 кВ Озерки ПКУ-10 кВ опора №818/7 отпайка в сторону ВЛ-10 кВ РВС - 2	ТЛО-10 150/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛ.06 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 3344-08	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3, рег. № 64242-16 / ИКМ – Пирамида, рег. № 45270-10
18	ВЛ 10 кВ Ф. Кр- 18 ПС 110/10 кВ Красносельская ПКУ-10 опора 1800/3	ТОЛ-НТЗ 100/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
19	ВЛ 10 кВ Ф. Елх-10 ПС 110/35/10 кВ Елховка опора 1000/1	ТОЛ-НТЗ 100/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	
20	ВЛ 10 кВ Елх. - 8 опора №808/1 отпайка в сторону КТП ЕЛХ 808/160	ТОЛ-СЭЩ-10 50/5, КТ 0,5S Рег. № 32139-11	ЗНОЛПМ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 35505-07	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
21	ВЛ 10 кВ Елх - 6 ПС 110/35/10 кВ Елховка ПКУ-10 кВ опора №628/1 отпайка в сторону КТП 628/630 кВ	ТОЛ-НТЗ-10 100/5, КТ 0,5 Рег. № 51679-12	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	
22	ВЛ 10кВ фидер №56 НПС Самара-2 опора 1/56	ТОЛ-НТЗ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
23	ВЛ 10кВ фидер №6 НПС Самара-2 опора 1/6	ТОЛ-НТЗ 300/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
24	ВЛ 10 кВ Ф. 6 ПС 35/10 кВ Ровное ПКУ-10 кВ опора 613/4 отпайка в сторону КТП 616/100	ТЛО-10 50/5, КТ 0,5S Рег. № 25433-11	НАЛИ-НТЗ-10 10000/100 КТ 0,5 Рег. № 59814-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	УСВ-3, рег. № 64242-16 / ИКМ – Пирамида, рег. № 45270-10
25	ВЛ 10 кВ Ф-6 ПС 35/10 кВ Майская опора 600/1	ТОЛ-НТЗ 100/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
26	ВЛ 10 кВ Ф-10 ПС 35/10 кВ Майская опора 1000/3	ТОЛ-НТЗ 100/5, КТ 0,5S Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
27	КВЛ 10 кВ Ф. Сад-6 ПС 110/10 кВ Садовая ПКУ-10 опора 600/2	ТОЛ-СВЭЛ 200/5, КТ 0,5S Рег. № 70106-17	ЗНОЛП-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	
28	ВЛ 10 кВ Ф-1 ПС 35/10 кВ Александровка ПКУ-10 кВ опора 102/2 отпайка в сторону КТП 102/160	ТОЛ-СЭЩ 50/5, КТ 0,5S Рег. № 59870-15	ЗНОЛ-НТЗ 10000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 69604-17	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17	

Примечания:

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 АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
2. Допускается замена УСВ на аналогичные утвержденных типов.
3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).
4. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности $\pm\delta$, %	Границы погрешности в рабочих условиях $\pm\delta$, %
1-6, 8-16, 18, 19, 22-26	Активная	1,2	1,7
	Реактивная	1,8	2,7
7, 17, 20, 27, 28	Активная	1,3	2,2
	Реактивная	2,0	3,7
21	Активная	1,3	3,2
	Реактивная	2,0	5,2
Пределы абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени Российской Федерации UTC (SU), (\pm) с			5
<p>Примечания:</p> <p>1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая)</p> <p>2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.</p> <p>3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и для рабочих условий при $\cos \varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35°C</p>			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	28
1	2
<p>Нормальные условия</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для счетчиков, °C 	<p>от 98 до 102</p> <p>от 100 до 120</p> <p>0,8</p> <p>50</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C температура окружающей среды для счетчиков, °C температура окружающей среды для сервера ИВК, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 0,5_{инд.} до 1_{емк}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от +5 до + 35</p> <p>от +10 до + 30</p> <p>от 80,0 до 106,7</p> <p>98</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее 	

Продолжение таблицы 4

1	2
СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-12)	165000
СЭТ-4ТМ.03М (рег. № 36697-17)	220000
УСВ-3:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	45000
Сервер ИВК:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
СЭТ-4ТМ.03М	
-каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	114
Сервер ИВК:	
- хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера ИВК с помощью источника бесперебойного питания;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера ИВК;

- защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	9
	ТОЛ-10-1	3
	ТОЛ-НТЗ	57
	ТОЛ-НТЗ-10	2
	ТОЛ-СВЭЛ	3
	ТОЛ-СЭЩ	3
	ТОЛ-СЭЩ-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06	9
	ЗНОЛ-НТЗ	3
	ЗНОЛП	3
	ЗНОЛПМ	3
	ЗНОЛП-НТЗ	63
	НАЛИ-НТЗ-10	1
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	22
	СЭТ-4ТМ.03М.01	6
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер ИВК	ИКМ – Пирамида	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51.43/20/22	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ТПП «РИТЭК – Самара – Нафта». МВИ 26.51.43/20/22, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ». Аттестат аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

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

ИНН 6317130144

Адрес: 443041, Самарская область, г. Самара, улица Ленинская, дом 120а

Телефон: +78463394848

E-mail: officesamara@lukoil.com

Изготовитель

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

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, кор. 12, этаж 2, пом II, ком 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

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: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц Росаккредитации № RA.RU 311281.

