

Регистрационный № 98359-26

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220 кВ Туран

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 220 кВ Туран (далее – АИИС КУЭ), предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, сбора, обработки, хранения, отображения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий сервер сбора и сервер баз данных (далее – ЦСОД) Исполнительного аппарата (далее – ИА), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ ИВК), автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), расположенные в ЦСОД ИА и в филиалах ПАО «Россети» - МЭС, ПМЭС, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (далее – СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координированного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ к информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (далее – ОРЭМ).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по кабельным линиям связи поступают

на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по линиям связи.

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса сервер сбора автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в сервер баз данных ИВК. В сервере баз данных ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру.

Один раз в сутки оператор ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML и передает его в ПАК АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам ОРЭМ посредством электронной почты с использованием электронно-цифровой подписи.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК, поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. УССВ ИВК, принимающее сигналы спутниковых навигационных систем, обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию времени в ИВК с национальной шкалой координированного времени UTC (SU).

ИВК выполняет функцию источника точного времени для ИВКЭ. Коррекция часов УСПД проводится при расхождении времени в УСПД и времени национальной шкалы координированного времени UTC (SU) более чем на ± 2 с. Интервал проверки текущего времени в УСПД выполняется с периодичностью не менее одного раза в 60 мин.

В процессе сбора информации со счетчиков с периодичностью один раз в 30 минут УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии, и, в случае расхождения более чем на ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Факт корректировки времени отражается в журналах событий счётчиков, УСПД и сервера ИВК с указанием времени (включая секунды) корректируемого и корректирующего компонентов в момент, предшествующий коррекции и величины коррекции.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 04. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Место, способ и форма нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ, приведены в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее – СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимой частью СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) являются файлы DataServer.exe, DataServer_USPD.exe.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные СПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование СПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) СПО	не ниже 1.0.0.4.
Цифровой идентификатор СПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные (если имеются)	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4, соответственно.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав ИК АИИС КУЭ			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 220 кВ Туран – Туманная I цепь	TG Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 Рег. № 75894-19	НДКМ Кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 60542-15	СТЭМ-300 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18	ТОРАZ IEC DAS Рег. № 65921-16 / СТВ-01 Рег. № 49933-12
2	ВЛ 220 кВ Туран – Туманная II цепь	TG Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 500/1 Рег. № 75894-19	НДКМ Кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 60542-15	СТЭМ-300 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18	
3	ВЛ 220 кВ Ергаки – Туран	TG Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1200/1 Рег. № 75894-19	НДКМ Кл.т. 0,2 К _{ТН} = (220000/√3)/(100/√3) Рег. № 60542-15	СТЭМ-300 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 71771-18	
4	ВЛ 35 кВ Туран – Верхнеусинская (Т-21)	ТЛО-35 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 70747-18	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ВЛ 35 кВ Туран – Верхнеусинская (Т-22)	ТЛО-35 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 70747-18	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	ТОРАZ IEC DAS Рег. № 65921-16 / СТВ-01 Рег. № 49933-12
6	ВЛ 35 кВ Туран – ОРУ Кызылская ТЭЦ с отпайками (Т-5)	ТЛО-35 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 70747-18	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	
7	Т-1 35 кВ	ТЛО-35 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 70747-18	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	
8	Т-2 35 кВ	ТЛО-35 Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 1000/5 Рег. № 36291-11	НАЛИ-НТЗ Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 35000/100 Рег. № 70747-18	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	
9	ф. 40-12	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 68841-17	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	
10	ф. 40-07	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 200/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 68841-17	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	
11	ф. 40-08	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 68841-17	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	
12	ф. 40-10	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 68841-17	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	
13	ф. 40-14	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Рег. № 68841-17	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	ф. 40-15	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 68841-17	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	ТОРАZ IEC DAS Рег. № 65921-16 / СТВ-01 Рег. № 49933-12
15	ф. 40-16	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 68841-17	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	
16	ф. 40-18	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 68841-17	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	
17	ф. 40-03	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 68841-17	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	
18	ТХН-1	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 68841-17	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	
19	ТХН-2	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 50/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 68841-17	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	
20	Яч.22	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 68841-17	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	
21	Яч.23	ТОЛ-НТЗ Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 69606-17	ЗНОЛП-ЭК Кл.т. 0,5 Ктн = $(10000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Рег. № 68841-17	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	
22	ЩСН 0,4 кВ, КЛ-1 МТС	-	-	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	
23	ЩСН 0,4 кВ, КЛ-2 МТС	-	-	СТЭМ-300 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 71771-18	

Примечания:

1 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденного типа.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце порядке с внесением изменений 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	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95				
		δ_1 %,	δ_2 %,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{1\%} \leq I_{изм} < I_{2\%}$	$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6	7
1 - 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,0	1,0	0,6	0,5	0,5
	0,9	-	1,1	0,7	0,6	0,6
	0,8	-	1,2	0,8	0,6	0,6
	0,5	-	1,9	1,3	1,0	1,0
4 - 21 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,1	2,0	1,2	1,0	1,0
	0,9	-	2,3	1,5	1,2	1,2
	0,8	-	2,8	1,8	1,4	1,4
	0,5	-	4,9	3,2	2,3	2,3
22; 23 (Счетчик 0,5S)	1,0	1,1	1,1	0,6	0,6	0,6
	0,9	-	1,1	0,7	0,6	0,6
	0,8	-	1,1	0,8	0,6	0,6
	0,5	-	1,1	1,1	0,7	0,7
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в нормальных условиях ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95				
		δ_1 %,	δ_2 %,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,
		$I_{1\%} \leq I_{изм} < I_{2\%}$	$I_{2\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1 - 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	-	-	-	-	-
	0,9	-	2,3	1,8	1,3	1,3
	0,8	-	1,9	1,4	1,0	1,0
	0,5	-	1,5	1,0	0,9	0,9
4 - 21 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	-	-	-	-	-
	0,9	-	5,9	3,8	2,8	2,8
	0,8	-	4,2	2,8	2,1	2,1
	0,5	-	2,8	1,9	1,6	1,6
22; 23 (Счетчик 1,0)	1,0	-	-	-	-	-
	0,9	-	1,7	1,7	1,1	1,1
	0,8	-	1,7	1,6	1,1	1,1
	0,5	-	1,7	1,3	1,1	1,1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95					
		δ_1 %,	δ_2 %,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,	
		$I_1\% \leq I_{изм} < I_2\%$	$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$	
1 - 3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	1,2	1,1	0,9	0,8	0,8	
	0,9	-	1,2	0,9	0,8	0,8	
	0,8	-	1,3	1,0	0,9	0,9	
	0,5	-	2,0	1,5	1,2	1,2	
4 - 21 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	2,4	2,3	1,7	1,6	1,6	
	0,9	-	2,6	1,9	1,7	1,7	
	0,8	-	3,0	2,2	1,9	1,9	
	0,5	-	5,1	3,4	2,6	2,6	
22; 23 (Счетчик 0,5S)	1,0	1,7	1,7	1,3	1,3	1,3	
	0,9	-	1,7	1,4	1,4	1,4	
	0,8	-	1,7	1,5	1,4	1,4	
	0,5	-	1,7	1,7	1,5	1,5	
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности, равной 0,95					
		δ_1 %,	δ_2 %,	δ_5 %,	δ_{20} %,	δ_{100} %,	
		$I_1\% \leq I_{изм} < I_2\%$	$I_2\% \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20}\%$	$I_{20}\% \leq I_{изм} < I_{100}\%$	$I_{100}\% \leq I_{изм} \leq I_{120}\%$	
1 - 3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,2)	1,0	-	-	-	-	-	
	0,9	-	2,7	2,2	1,8	1,8	
	0,8	-	2,3	1,9	1,6	1,6	
	0,5	-	1,9	1,6	1,5	1,5	
4 - 21 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	-	-	-	-	-	
	0,9	-	6,6	4,9	4,1	4,1	
	0,8	-	5,2	4,1	3,7	3,7	
	0,5	-	4,0	3,5	3,3	3,3	
22; 23 (Счетчик 1,0)	1,0	-	-	-	-	-	
	0,9	-	3,5	3,5	3,3	3,3	
	0,8	-	3,5	3,4	3,2	3,2	
	0,5	-	3,4	3,2	3,2	3,2	
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), ($\pm\Delta$) с						5	
Примечания:							
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).							
2 Пределы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях указаны для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК № 1 - 23 от +15 до +30 °С.							

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	23
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для счётчиков, °С	от 99 до 101 от 100 до 120 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, $\cos\varphi$ - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения счётчиков, °С - температура окружающей среды в месте расположения УСПД, °С	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от -60 до +55 от +15 до +30 от -40 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	220000 72 140000 24 45000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее ИВКЭ: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, сутки, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журнале событий счетчика фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени.

В журнале событий УСПД фиксируются факты:

- параметрирование;
- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;
- выключение и включение УСПД.

Защищённость применяемых компонентов:

механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- выводы измерительных трансформаторов тока;
- счётчика;
- испытательной коробки;
- УСПД;

защита на программном уровне информации при хранении, передаче,

параметрирование:

- пароль на счетчике;
- пароль на УСПД;
- пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Защита программного обеспечения обеспечивается применением электронной цифровой подписи, разграничением прав доступа, использованием ключевого носителя.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки АИИС КУЭ входит техническая документация на АИИС КУЭ и на комплектующие средства измерений. Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество шт./экз.
Трансформаторы тока	TG	9
Трансформаторы тока	ТЛО-35	15
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ	39
Трансформаторы напряжения	НДКМ	6
Трансформаторы напряжения	НАЛИ-НТЗ	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-ЭК	6
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	СТЭМ-300	23
Устройства сбора и передачи данных	ТОPAZ IEC DAS	1
Устройство синхронизации системного времени на уровне ИВК	СТВ-01	1
Программное обеспечение	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Паспорт-Формуляр	ФЭМ-24-04.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 220 кВ Туран, аттестованном ООО «Ампер», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314459 от 02.04.2023 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания»;

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»

(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 121353, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания – Россети»

(ПАО «Россети»)

ИНН 4716016979

Адрес: 121353, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Можайский, ул. Беловежская, д. 4

Телефон: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Ампер»

(ООО «Ампер»)

ИНН 6318059328

Юридический адрес: 443008, Самарская область, г.о. Самара, ул. Вольская, д. 79, ком. 4

Телефон: +7 (927) 261-21-64

E-mail: Amper.20@mail.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.314399 от 22.12.2022 г.