

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Талакан

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Талакан (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 220 кВ Талакан ПАО «ФСК ЕЭС».

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (далее по тексту - ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (далее по тексту - ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (далее по тексту - ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее по тексту - Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), систему обеспечения единого времени (СОЕВ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера Центра сбора и обработки данных (далее по тексту - ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (далее по тексту - ПК); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на выходы 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где производится сбор и хранение результатов измерений. Далее информация поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее по тексту - ЕНЭС) автоматически опрашивает УСПД ИВКЭ. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (БД) сервера ИВК. В сервере БД 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. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК автоматизированно формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматизированно передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС».

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ). Устройство синхронизации системного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Синхронизация часов УСПД выполняется автоматически с помощью приемника точного времени, принимающего сигналы точного времени от навигационной спутниковой системы GPS, коррекция проводится при расхождении часов УСПД и приемника точного времени на значение, превышающее ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с. Взаимодействие между уровнями АИИС КУЭ осуществляется по оптоволоконной связи или по сети Ethernet, задержками в линиях связи пренебрегаем ввиду малости значений.

Погрешность системного времени АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС «Метроскоп» (далее по тексту - СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»). СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп», установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.00

Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E
---------------------------	----------------------------------

СПО ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС «Метроскоп» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Метрологические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Диспетчерское наименование точки учёта	Состав 1-го и 2-го уровней ИК			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счётчик электрической энергии	ИВКЭ (УСПД)
1	2	3	4	5	6
1	ПС Талакан, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 Талакан Л-1	ТРГ-УЭТМ-35 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 Зав. № 27; 28 Госреестр № 54752-13	ЗНОМ-35-65У1 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1321409; 1321418; 1321429 Госреестр № 912-07	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156460 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08
2	ПС Талакан, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 Талакан Л-2	ТФЗМ-35Б1 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 28789; 28774 Госреестр № 3689-73	ЗНОМ-35-65У1 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1321417; 1321207; 1321435 Госреестр № 912-07	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156461 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08
3	ПС Талакан, ОРУ-35, ВЛ-35 Талакан Л-3	ТФН-35М кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 21797; 21928 Госреестр № 3690-73	ЗНОМ-35-65У1 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1321409; 1321418; 1321429 Госреестр № 912-07	A1802RALQQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156621 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08
4	ПС Талакан, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 Талакан Л-4	ТФЗМ-35Б1 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 28776; 28777 Госреестр № 3689-73	ЗНОМ-35-65У1 кл.т 0,5 Ктн = $(35000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ Зав. № 1321417; 1321207; 1321435 Госреестр № 912-07	A1802RALQ-P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156459 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	ПС Талакан, Ввод Т1 35 кВ,	ТФЗМ-35Б1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Зав. № 32233; 32339; 32278 Госреестр № 3689-73	ЗНОМ-35-65У1 кл.т 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) Зав. № 1321409; 1321418; 1321429 Госреестр № 912-07	A1802RALQ- P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 1157466 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08
6	ПС Талакан, Ввод Т2 35 кВ,	ТФЗМ-35Б1 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Зав. № 28788; 28782; 28797 Госреестр № 3689-73	ЗНОМ-35-65У1 кл.т 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) Зав. № 1321417; 1321207; 1321435 Госреестр № 912-07	A1802RALQ- P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 1157468 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08
7	ПС Талакан, Ввод Т1 6 кВ,	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Зав. № 20673; 00196 Госреестр № 1856-63	НОМ-6-77 У4 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 10905; 10919 Госреестр № 17158-98	A1802RALQ- P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 1157214 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08
8	ПС Талакан, Ввод Т2 6 кВ,	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Зав. № н/д1; н/д2 Госреестр № 1856-63	НОМ-6-77 У4 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 651; 765 Госреестр № 17158-98	A1802RALQ- P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 1157215 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08
9	ПС Талакан ЗРУ-6 кВ яч. № 6	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 08209; 47348 Госреестр № 1856-63	НОМ-6-77 У4 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 651; 765 Госреестр № 17158-98	A1802RALQ- P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156620 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08
10	ПС Талакан ЗРУ-6 кВ яч. № 18	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 13960; 13961 Госреестр № 15128-07	НОМ-6-77 У4 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 651; 765 Госреестр № 17158-98	A1802RALQ- P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156618 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	ПС Талакан ЗРУ-6 кВ яч. № 21	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 47314; 08799 Госреестр № 1856-63	НОМ-6-77 У4 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 10905; 10919 Госреестр № 17158-98	A1802RALQ- P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156619 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08
12	ПС Талакан 3 РУ-6 кВ яч. № 23	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Зав. № 13958; 13959 Госреестр № 15128-07	НОМ-6-77 У4 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 10905; 10919 Госреестр № 17158-98	A1802RALQ- P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156509 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08
13	ПС Талакан ЗРУ-6 кВ яч. № 27	ТЛК-10-6У3 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 20673; 00196 Госреестр № 9143-06	НОМ-6-77 У4 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 10905; 10919 Госреестр № 17158-98	A1802RALQ- P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156508 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08
14	ПС Талакан ЗРУ-6 кВ яч. № 28	ТЛК-10-6У3 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 20682; 20676 Госреестр № 9143-06	НОМ-6-77 У4 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 651; 765 Госреестр № 17158-98	A1802RALQ- P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156506 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08
15	ПС Талакан ЗРУ-6 кВ яч. № 20	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 08210; 47354 Госреестр № 1856-63	НОМ-6-77 У4 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 651; 765 Госреестр № 17158-98	A1802RALQ- P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156541 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08
16	ПС Талакан ЗРУ-6 кВ яч. № 22	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Зав. № 82302; 47356 Госреестр № 1856-63	НОМ-6-77 У4 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 651; 765 Госреестр № 17158-98	A1802RALQ- P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156538 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08
17	ПС Талакан ЗРУ-6 кВ яч. № 24	ТВЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Зав. № 08212; 47367 Госреестр № 1856-63	НОМ-6-77 У4 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Зав. № 651; 765 Госреестр № 17158-98	A1802RALQ- P4GB-DW4 кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 01156539 Госреестр № 31857-06	RTU-325L зав. № 004459 Госреестр № 37288-08

Таблица 3 - Метрологические характеристики

Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		d _{1(2)%} ,	d _{5 %} ,	d _{20 %} ,	d _{100 %} ,
		I _{1(2)%} £ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} £ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} £ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} £ I _{изм} £ I _{120%}
1	2	3	4	5	6
1 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,9	±1,3	±1,1	±1,0	±1,0
	0,8	±1,5	±1,2	±1,1	±1,1
	0,7	±1,6	±1,3	±1,2	±1,2
	0,5	±2,2	±1,8	±1,6	±1,6
2 - 9, 11, 13 - 17 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
10, 12 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	1,0	±1,9	±1,2	±1,0	±1,0
	0,9	±2,1	±1,4	±1,2	±1,2
	0,8	±2,6	±1,7	±1,4	±1,4
	0,7	±3,2	±2,1	±1,6	±1,6
	0,5	±4,8	±3,0	±2,3	±2,3
Номер ИК	cosφ	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ (d), %, при доверительной вероятности, равной 0,95			
		d _{1(2)%} ,	d _{5 %} ,	d _{20 %} ,	d _{100 %} ,
		I _{1(2)%} £ I _{изм} < I _{5 %}	I _{5 %} £ I _{изм} < I _{20 %}	I _{20 %} £ I _{изм} < I _{100%}	I _{100 %} £ I _{изм} £ I _{120%}
1 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	0,9	±3,8	±2,5	±1,9	±1,8
	0,8	±2,9	±1,9	±1,5	±1,4
	0,7	±2,6	±1,7	±1,3	±1,3
	0,5	±2,2	±1,5	±1,2	±1,2
2 - 9, 11, 13 - 17 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±6,5	±3,6	±2,7
	0,8	-	±4,5	±2,5	±1,9
	0,7	-	±3,6	±2,1	±1,6
	0,5	-	±2,7	±1,6	±1,4
10, 12 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	0,9	±6,3	±3,8	±2,7	±2,7
	0,8	±4,5	±2,7	±2,0	±1,9
	0,7	±3,7	±2,3	±1,7	±1,6
	0,5	±2,9	±1,8	±1,4	±1,4

Примечания:

1 Погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos\varphi = 1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos\varphi < 1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.

2 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой).

3 Нормальные условия эксплуатации:

Параметры сети:

- диапазон напряжения - от $0,99 \cdot U_n$ до $1,01 \cdot U_n$;
- диапазон силы тока - от $0,01 \cdot I_n$ до $1,2 \cdot I_n$;
- температура окружающего воздуха: ТТ и ТН - от минус 40 до 50 °С; счетчиков - от 18 до 25 °С; УСПД - от 10 до 30 °С; ИВК - от 10 до 30 °С;
- частота - $(50 \pm 0,15)$ Гц.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения от $0,9 \cdot U_{n1}$ до $1,1 \cdot U_{n1}$; диапазон силы первичного тока - от $0,01 \cdot I_{n1}$ до $1,2 \cdot I_{n1}$;
- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от минус 40 до 50 °С.

Для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения - от $0,8 \cdot U_{n2}$ до $1,15 \cdot U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока - от $0,01 \cdot I_{n2}$ до $2 \cdot I_{n2}$;
- частота - $(50 \pm 0,4)$ Гц;
- температура окружающего воздуха - от 10 до 30 °С.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2.

6 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2 - активная, реактивная.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- счетчики электроэнергии «Альфа А1800» - среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов;
- УСПД - среднее время наработки на отказ не менее 100 000 часов, среднее время восстановления работоспособности 1 час.

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 журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;

- испытательной коробки;
- УСПД.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароль на УСПД;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

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

Глубина хранения информации:

- электросчетчики - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 5 лет;
- ИВКЭ - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 35 суток; при отключении питания - не менее 5 лет.
- ИВК - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Тип	Кол-во, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТРГ-УЭТМ-35	2
Трансформатор тока	ТФЗМ-35Б1	10
Трансформатор тока	ТФН-35М	2
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	14
Трансформатор тока	ТЛО-10	4
Трансформатор тока	ТЛК-10-6У3	4
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35-65У1	6
Трансформатор напряжения	НОМ-6-77 У4	4
Счетчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALQ-P4GB-DW4	17
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325L	1
Методика поверки	РТ-МП-4012-500-2016	1
Паспорт - формуляр	АУВП.411711.ФСК.РИК.008.18ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу РТ-МП-4012-500-2016 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Талакан. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 04.11.2016 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- для трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- для счетчиков электроэнергии «Альфа А1800» - по методике поверки МП-2203-0042-2006 утверждённой ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в мае 2006 г.;
- для УСПД RTU-325L - по документу ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- средства измерений для измерения вторичной нагрузки ТТ - в соответствии с МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- средства измерений для измерения мощности нагрузки вторичных цепей ТН - в соответствии с МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;
- прибор для измерения показателей качества электрической энергии и электроэнергетических величин Энерготестер ПКЭ-А, регистрационный номер 53602-13;
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ, регистрационный номер 39937-08;
- термогигрометр CENTER (мод. 314), регистрационный номер 22129-09.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма и (или) наклейки, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе: «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Талакан».

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 220 кВ Талакан

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» (ПАО «ФСК ЕЭС»)

ИНН 4716016979

Юридический адрес: 117630, г. Москва, ул. Академика Челомея, 5А

Тел.: +7 (495) 710-93-33

Факс: +7 (495) 710-96-55

Заявитель

Филиал Общества с ограниченной ответственностью Управляющая компания «РусЭнергоМир» в г. Москве (Филиал ООО УК «РусЭнергоМир» в г. Москве)

Адрес: 123557, г. Москва, ул. Пресненский вал, д. 14, 3 этаж

Тел.: +7 (499) 750-04-06

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, 31

Тел.: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.