

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ ЗАК

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ ЗАК (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационный комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 и ГОСТ 30206-94, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 и ГОСТ 26035-83, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) с функциями информационно-вычислительного комплекса электроустановки (ИВКУЭ), включает в себя сервер ИВК, GSM-модемы, устройство синхронизации времени УСВ-2, каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Энфорс Энергия+» и «Энфорс АСКУЭ».

Измерительные каналы (далее - ИК) состоят из двух уровней АИИС КУЭ.

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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов №№ 1–23 и №№ 31–35 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на многопортовый преобразователь Nport 5650-8DT. Далее по протоколу Ethernet сигнал поступает на маршрутизатор MikroTik

RB2011UAS-2HnD-IN, осуществляющий дальнейшую передачу данных по каналу связи, организованному на базе волоконно-оптической линии связи, на маршрутизатор MikroTik RB2011UAS-2HnD-IN. Далее сигнал по протоколу Ethernet передается в базу данных сервера ИБК АИИС КУЭ, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков измерительных каналов №№ 24–27 и №№ 37–40 по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на GSM-модем, после чего сигнал передается по каналу связи стандарта GSM на сервер ИБК АИИС КУЭ, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера ИБК в ПАК ОАО «АТС» за подписью ЭЦП другим смежным субъектам ОРЭ осуществляется по каналу связи сети Internet в виде xml-файлов в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в ОАО «АТС», ОАО «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 охватывает уровни ИИК и ИБК. СОЕВ выполняет законченную функцию измерений времени, имеет нормированные метрологические характеристики и обеспечивает автоматическую синхронизацию времени. Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. АИИС КУЭ оснащена устройством синхронизации времени УСВ-2, синхронизирующим собственное время по сигналам проверки времени, получаемым от ГЛОНАСС/GPS -приемника, входящего в состав УСВ-2.

Для синхронизации часов сервера ИБК используется УСВ-2. Сравнение показаний часов УСВ-2 и сервера происходит 1 раз в сутки. Синхронизация осуществляется при расхождении показаний на величину более чем ± 2 с.

Часы счетчиков синхронизируются с часами сервера с периодичностью 1 раз в сутки, коррекция часов счетчиков проводится независимо от наличия расхождений.

Погрешность часов компонентов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчиков электроэнергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректровке.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Энфорс Энергия+» и ПО «Энфорс АСКУЭ», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействия со смежными системами.

ПО обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое ПО «Энфорс Энергия+» и ПО «Энфорс АСКУЭ».

Таблица 1а — Идентификационные данные ПО «Энфорс Энергия+»

Идентификационные признаки	Значение			
Идентификационное наименование ПО	admin2.exe	collector.exe	opcon2.exe	reports2.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.0.1.10	1.15.3	2.0.0.15	2.0.1.15
Цифровой идентификатор ПО	cf0a2cd5d9fcb338006e1639f009e3d2	8ca36370c9c536ac819f06ed528e08d7	9de959c3951d474d36d8304b92586b14	17a7183553eb08fd96c2997014798f01
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5			

Таблица 1б — Идентификационные данные ПО «Энфорс АСКУЭ»

Идентификационные признаки	Значение			
Идентификационное наименование ПО	calcformula.exe	dataproc.exe	enfadmin.exe	enfc_log.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2.11.21	2.2.10.9	2.2.11.54	2.2
Цифровой идентификатор ПО	542623e8ec74ee2880c877a2faae7a75	0dda008d662634737e9cd0efb1cc401e	c395dfc57b63f1566dee94ae52f61385	34e8715a941c1fc9edc8c21b434d83fa
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5			

Таблица 1в — Идентификационные данные ПО «Энфорс АСКУЭ»

Идентификационные признаки	Значение			
Идентификационное наименование ПО	enflogon.exe	ev_viewer.exe	loaddatafromtxt.exe	newm51070.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2	2.2	2.3.0.2	2.3
Цифровой идентификатор ПО	e1f8036da67eea f9fa0a7339595c c3dc	4e5e898daf8680 d769a37a45cedb 891b	4cfa9cb2295da2 7cf2e35cabb60c b224	c33396a461e1df fe3c168f5a8d91 31d6
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5			

Таблица 1г — Идентификационные данные ПО «Энфорс АСКУЭ»

Идентификационные признаки	Значение					
Идентификационное наименование ПО	newmedit.exe	newopcon.exe	newreport.s.exe	m80020.exe	opcontrl.exe	trade.gr.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2.12.17	2.2.12.23	2.2.11.60	2.3.1.2	2.2.22	2.2.11.15
Цифровой идентификатор ПО	470fbe6476d370b7b8a84e3cd22380a2	d1c09241c24b2d7bb8a62a3e5b7758b4	082326424e183d44cea75baa2793c55d	d767f69667ebfd141a05375023d04f45	ba25369a77db1606b45b5504458e0dd2	ba5955e59653fb357213ac9246cea2a7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5					

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав 1-го и 2-го уровней измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 — Состав 1-го и 2-го уровней ИК АИИС КУЭ ПС 110 кВ ЗАК и их основные метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Вид элек- тро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик электрической энер- гии	ИВК		Основная погреш- ность, %	Погреш- ность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ I с.ш. яч.13	ТШЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,5S Зав. №00113 Зав. №00118 Зав. №00116	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №2161	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0108054144	НР DL320e G8 Зав. №CZ140500 А	Актив- ная	± 1,1	± 3,0
						Реак- тивная	± 2,3	± 5,1
2	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ II с.ш. яч.35	ТШЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,5S Зав. №00119 Зав. №00120 Зав. №00121	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №1879	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. № 0108055040		Актив- ная	± 1,1	± 3,0
						Реак- тивная	± 2,3	± 5,1
3	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ III с.ш. яч.14	ТШЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,5S Зав. №00122 Зав. №00124 Зав. №00125	НТМИ-10-66У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №7434	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0108054219		Актив- ная	± 1,1	± 3,0
						Реак- тивная	± 2,3	± 5,1
4	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ IV с.ш. яч.32	ТШЛП-10 1000/5 Кл. т. 0,5S Зав. №00127 Зав. №00131 Зав. №00137	НТМИ-10-66У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №2369	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Зав. №0108051032		Актив- ная	± 1,1	± 3,0
						Реак- тивная	± 2,3	± 5,1
5	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ СН	Т-0,66 У3 50/5 Кл. т. 0,5 Зав. №584923 Зав. №584920 Зав. №584917	¾	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №04051253		Актив- ная	± 1,0	± 3,2
						Реак- тивная	± 2,1	± 5,3
6	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ I с.ш. яч.3	ТЛО-10 150/5 Кл. т. 0,5S Зав. №6430 Зав. №6429 Зав. №6428	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №2161	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108053021		Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 6,9
7	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ II с.ш. яч.49	ТЛО-10 150/5 Кл. т. 0,5S Зав. №6427 Зав. №6426 Зав. №6425	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №1879	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108053054		Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ I с.ш. яч.23	ТОЛ-10-I 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. №27101 Зав. №27074 Зав. №27118	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №2161	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810125410	HP DL320e G8 Зав. №CZ140500 А	Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,8
9	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ II с.ш. яч.45	ТОЛ-10-I 200/5 Кл. т. 0,5S Зав. №27102 Зав. №27103 Зав. №27072	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №1879	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810125270		Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,8
10	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ III с.ш. яч.8	ТЛО-10 75/5 Кл. т. 0,5S Зав. №6404 Зав. №6405 Зав. №6406	НТМИ-10-66У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №7434	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108053077		Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 6,9
11	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ IV с.ш. яч.40	ТЛО-10 75/5 Кл. т. 0,5S Зав. №6407 Зав. №6408 Зав. №6409	НТМИ-10-66У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №2369	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108053097	HP DL320e G8 Зав. №CZ140500 А	Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 6,9
12	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ III с.ш. яч.18	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Зав. №6708 Зав. №6707 Зав. №6706	НТМИ-10-66У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №7434	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108053070		Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 6,9
13	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ IV с.ш. яч.28	ТЛО-10 300/5 Кл. т. 0,5S Зав. №6709 Зав. №6710 Зав. №6711	НТМИ-10-66У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №2369	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108050118	HP DL320e G8 Зав. №CZ140500 А	Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 6,9
14	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ I с.ш. яч.21	ТПЛ-10-М 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. №5218 Зав. №5221 Зав. №5210	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №2161	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108052102	HP DL320e G8 Зав. №CZ140500 А	Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ II с.ш. яч.31	ТПЛ-10-М 600/5 Кл. т. 0,5 Зав. №7694 Зав. №5216 Зав. №7698	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №1879	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108053016	HP DL320e G8 Зав. №CZ140500 А	Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,4
16	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ I с.ш. яч.5	ТПЛ-10с 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. №0424 ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. №10479 ТПЛ-10с 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. №0427	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №2161	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0108054076		Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,4
17	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ II с.ш. яч.51	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. №23025 Зав. №8860 Зав. №23117	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №1879	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0108053090		Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,4
18	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ I с.ш. яч.1	ТЛО-10 50/5 Кл. т. 0,5S Зав. №6690 Зав. №6689 Зав. №6688	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №2161	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108053149		Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 6,9
19	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ II с.ш. яч.47	ТЛО-10 50/5 Кл. т. 0,5S Зав. №6693 Зав. №6692 Зав. №6691	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №1879	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108053128		Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 6,9
20	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ III с.ш. яч.4	ТЛО-10 30/5 Кл. т. 0,5S Зав. №6434 Зав. №6435 Зав. №6436	НТМИ-10-66У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №7434	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108053113		Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 6,9
21	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ III с.ш. яч.6	ТЛО-10 150/5 Кл. т. 0,5S Зав. №6421 Зав. №6420 Зав. №6419		СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108053030		Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 6,9
22	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ IV с.ш. яч.30	ТЛО-10 150/5 Кл. т. 0,5S Зав. №6424 Зав. №6705 Зав. №6704	НТМИ-10-66У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №2369	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108053028		Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ I с.ш. яч.7	ТЛО-10 75/5 Кл. т. 0,5S Зав. №6418 Зав. №6417 Зав. №6416	НТМИ-10-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №2161	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108053002	HP DL320e G8 Зав. №CZ140500 А	Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 6,9
24	РП 10/0,4 кВ I с.ш. яч.1	ТОЛ-НТЗ-10 50/5 Кл. т. 0,5 Зав. №08034 Зав. №07941	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2 Зав. №68817	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810125353		Актив- ная	± 1,1	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,2	± 5,7
25	РП 10/0,4 кВ II с.ш. яч.5	ТОЛ-НТЗ-10 50/5 Кл. т. 0,5 Зав. №08068 Зав. №07942		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810125298		Актив- ная	± 1,1	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,2	± 5,7
26	ТП-23 10/0,4 кВ РУ 0,4 кВ яч. 1	Т-0,66 М УЗ 150/5 Кл. т. 0,5 Зав. №957224 Зав. №003251 Зав. №957221	¾	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №09288754		Актив- ная	± 1,0	± 3,2
						Реак- тивная	± 2,1	± 5,6
27	ТП-23 10/0,4 кВ РУ 0,4 кВ яч. 2	Т-0,66 М УЗ 100/5 Кл. т. 0,5 Зав. №065636 Зав. №065637 Зав. №065640	¾	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №09287782	HP DL320e G8 Зав. №CZ140500 А	Актив- ная	± 1,0	± 3,2
						Реак- тивная	± 2,1	± 5,6
31	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ III с.ш. яч.10	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. №2962 Зав. №20855 ТПЛМ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. №68449	НТМИ-10-66УЗ 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №7434	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108053053		Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,4
32	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ III с.ш. яч.22	ТЛО-10 30/5 Кл. т. 0,5S Зав. №6431 Зав. №6432 Зав. №6703		СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0108053011		Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 6,9
33	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ IV с.ш. яч.38	ТЛО-10 75/5 Кл. т. 0,5S Зав. №6410 Зав. №6696 Зав. №6412	НТМИ-10-66УЗ 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №2369	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0108053081		Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 6,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
34	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ II с.ш. яч.41	ТПЛ-10 30/5 Кл. т. 0,5 Зав. №64917 Зав. №60583 Зав. №5260	НТМИ-10-66 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №1879	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0810092616	HP DL320e G8 Зав. №CZ140500 A	Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,7
35	ПС ЗАК 110/10/10 кВ РУ-10 кВ II с.ш. яч.43	ТЛЮ-10 75/5 Кл. т. 0,5S Зав. №6415 Зав. №6414 Зав. №6413	НТМИ-10-66У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №3408	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. №0108053064		Актив- ная	± 1,3	± 3,4
						Реак- тивная	± 2,5	± 6,9
37	РП-2 10 кВ РУ 10 кВ I с.ш. яч.5	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. №10221 Зав. №10856		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0802130115		Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,7
38	РП-2 10 кВ РУ 10 кВ I с.ш. яч.9	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. №16028 Зав. №67755	НТМИ-10-66У3 10000/100 Кл. т. 0,5 Зав. №3206	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0802130002		Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,7
39	РП-2 10 кВ РУ 10 кВ II с.ш. яч.22	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. №106162 Зав. №10671		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0802130010		Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,7
40	РП-2 10 кВ РУ 10 кВ II с.ш. яч.26	ТПЛ-10 200/5 Кл. т. 0,5 Зав. №10684 Зав. №10074		СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Зав. № 0802130162		Актив- ная	± 1,3	± 3,3
						Реак- тивная	± 2,5	± 5,7

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Метрологические характеристики нормированы с учетом ПО.

4 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: напряжение (0,99 – 1,01) U_n ; ток (1,0 – 1,2) I_n ; $\cos \varphi = 0,9$ инд.; частота (50 ± 0,15) Гц;

- температура окружающей среды: (23±2) °С.

5 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9 – 1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока (0,01(0,05) – 1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5 – 1,0(0,5 – 0,87); частота (50 ± 0,2) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45°С до плюс 40°С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при плюс 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9 - 1,1)U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01 - 1,2)I_{н2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos\varphi$ ($\sin\varphi$) $0,5 - 1,0$ ($0,5 - 0,87$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;
- магнитная индукция внешнего происхождения не более $0,5$ мТл;
- температура окружающего воздуха для счётчиков СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.03М от минус 40°C до плюс 60°C ;
- температура окружающего воздуха для счётчиков Меркурий 230 от минус 40°C до плюс 55°C ;
- относительная влажность воздуха не более 90% при плюс 30°C ;
- атмосферное давление от $70,0$ до $106,7$ кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;
- температура окружающего воздуха от плюс 10°C до плюс 25°C ;
- относительная влажность воздуха не более 80% при плюс 20°C ;
- атмосферное давление от $84,0$ до $106,7$ кПа.

6 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $2(5)\% I_{ном} \cos\varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0°C до плюс 35°C .

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена УСВ-2 на одностипное утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 Все измерительные компоненты системы утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик СЭТ-4ТМ.03 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 90\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-08) – среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- счётчик СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-12) – среднее время наработки на отказ не менее $T = 165\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- счётчик Меркурий 230 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 150\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;
- УСВ-2 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа.
- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T = 120\,000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ часа.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера 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 счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;

- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения на счетчике;
 - коррекции времени в счетчике и сервере;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

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

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток; при отключении питания – не менее 10 лет;
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ ЗАК типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тит компонента	№ Госреестра	Количество
Трансформаторы тока	ТШЛП-10	19198-05	12
Трансформаторы тока	Т-0,66 УЗ	51179-12	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	25433-03	39
Трансформаторы тока	ТЛО-10	25433-06	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-І	15128-07	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	51679-12	4

Продолжение таблицы 3

Трансформаторы тока	Т-0,66 М УЗ	36382-07	6
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	2363-68	1
Трансформаторы тока проходные с изоляцией	ТПЛ-10	1276-59	17
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	22192-07	6
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	29390-05	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66	831-69	2
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66УЗ	831-69	4
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	11094-87	1
Счетчики электрической энергии трехфазные статические	Меркурий 230	23345-07	2
Счетчики электроэнергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	25
Счетчики электроэнергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	1
Счетчики электроэнергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	8
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1
Методика поверки	—	—	1
Формуляр	—	—	1
Руководство по эксплуатации	—	—	1

Поверка

осуществляется по документу МП 59738-15 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ ЗАК. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в декабре 2014 г.

Перечень основных средств поверки:

- трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 "ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки";
- трансформаторов напряжения – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 "ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки";
- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- счетчиков электрической энергии Меркурий 230 (Госреестр № 23345-07) – согласно «Методике поверки» АВЛГ.411152.021 РЭ1, согласованной с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 мая 2007 г.;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03 (Госреестр № 27524-04) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-08) – в соответствии с методикой поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 декабря 2007 г.;
- счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М (Госреестр № 36697-12) – осуществляется по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки»

ИЛГШ.411152.145РЭ1, утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» «04» мая 2012 г.;

- устройства синхронизации времени УСВ-2 – в соответствии с документом «Устройства синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки ВЛСТ 237.00.001И1», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.10 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от -20 до +60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100%, дискретность 0,1%.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ ПС 110 кВ ЗАК», аттестованной ООО «Техносоюз», аттестат об аккредитации № 01.00220-2013 от 05.07.2013 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС 110 кВ ЗАК

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.

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли.

Изготовитель

ОАО «Воронежатомэнергосбыт»

Юридический адрес: 394018, Российская Федерация, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12а

Почтовый адрес: 394018, Российская Федерация, г. Воронеж, ул. Дзержинского, д. 12а

Тел.: (473) 253-09-47

Факс: (473) 222-71-41, 222-71-42

E-mail: office@vaes.ru

Заявитель

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

Юридический адрес: 123056, г. Москва, ул. Большая Грузинская, д. 42

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Тел./факс: (495)437-55-77 / 437-56-66;

Е-mail: office@vniims.ru, www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. «____»_____2015 г.