

Регистрационный № 83156-21

Лист № 1
Всего листов 21

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Черногорэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «Черногорэнерго» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер с программным комплексом (ПК) «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности.

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом

коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

Передача информации от уровня ИВК в программно-аппаратный комплекс АО «АТС» с электронной цифровой подписью субъекта оптового рынка электроэнергии (ОРЭ), в филиал АО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов в соответствии с приложением 11.1.1 «Регламент предоставления результатов измерений и состояний объектов измерений» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая включает в себя часы счетчиков, часы сервера и УСВ. УСВ обеспечивает передачу шкалы времени, синхронизированной по сигналам глобальных навигационных спутниковых систем с национальной шкалой координированного времени РФ UTC(SU).

Сравнение показаний часов сервера с УСВ осуществляется один раз в минуту, корректировка часов сервера производится независимо от величины расхождения часов сервера с УСВ.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера осуществляется во время сеанса связи (1 раз в сутки), корректировка часов счетчиков производится при расхождении показаний часов счетчика с часами сервера на величину более ± 1 с.

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Маркировка заводского номера АИИС КУЭ АО «Черногорэнерго» наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер 001 указывается в формуляре.

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПК «УЧЕТ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ»

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	MirDrv.dll	ServerOm3.exe	Goldenway.exe	EnergyAdmin.exe	ServiceData-Capture.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0.30.48	не ниже 3.3.0.68	не ниже 1.3.2.4	не ниже 1.1.3.127	не ниже 2.0.2.46
Цифровой идентификатор ПО	fe2274faea84ed97865a630cbfe79a8f	0ae5f96b61a30575efd8c4dcc19ba5e2	81624fac10b1eed913b8b609317bf74f	b5769fdc95a83f06af862d67a2d2660f	a690894b54a29d9b29d711a1e0a1c931
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5				

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	AppServ.dll	Reports2.exe	AppConf.msc	GPScnfg.msc	Alarmcfg.msc
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 2.5.1.1102	не ниже 2.15.8.120	не ниже MMC3.0	не ниже 1.0.0.11	не ниже 1.0.0.34
Цифровой идентификатор ПО	7eb16fc1795b57dbe15c5fc8add0cdde	3b0a3d223b476d6caac6f77eb090e0fc	6ab69328b3227fe09ca907d6a1f70e69	9a128ed7ccbfffе236386a6ba4080670	8e3315c6601ae1a677c6f651d73dbde
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5				

Продолжение таблицы 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение				
Идентификационное наименование ПО	Alarncfg.dll	ControllerCfg-Mir.exe	AuthServ.exe	AuthCnfg.dll	Starter.exe
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0.0.34	не ниже 1.7.208.2	не ниже 2.0.0.4	не ниже 2.1.0.7	не ниже 3.0.0.25
Цифровой идентификатор ПО	4545cc1012153252d4a33acc7f25cbd1	53c565d074ffef56aab0f91d83b2e2a5	7d100896ff90df7af836652ac903cae1	dd14c6c349395402b5f6d2d8ec718df3	c442793ec034e45a9093a2883b945ba7
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5				

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измере- ний	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энергии	Метрологические характе- ристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик	УСВ			Границы до- пускаемой основной от- носительной погрешности (±δ), %	Границы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в рабо- чих условиях (±δ), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ПС 110/35/6 кВ «Большечерно- горская» Фидер 35 кВ № 1	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-22	HPE ProLiant DL380 Gen10	Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7
2	ПС 110/35/6 кВ «Большечерно- горская» Фидер 35 кВ № 2	ТОЛ-СВЭЛ-35 III Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 51517-12 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	2,5
							Реак- тивная	1,8	6,3
3	ПС 110/35/6 кВ «Большечерно- горская» Фидер 35 кВ № 3	ТФН-35М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7
4	ПС 110/35/6 кВ «Большечерно- горская» Фидер 35 кВ № 4	ТОЛ-СВЭЛ-35 III Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 51517-12 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	2,5
							Реак- тивная	1,8	6,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	ПС 110/35/6 кВ «Каскад» Фидер 35 кВ № 1	ТОЛ-35-III Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47959-11 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-22	HPE ProLiant DL380 Gen10	Актив- ная	1,3	3,5
							Реак- тивная	2,5	7,4
6	ПС 110/35/6 кВ «Каскад» Фидер 35 кВ № 3	ТФЗМ-35А-У1 Кл.т. 0,5 400/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7
7	ПС 110/35/6 кВ «Каскад» Фидер 35 кВ № 4	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7
8	ПС 110/35/6 кВ «КНС-14» Фи- дер 35 кВ № 1	GIF40.5 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 30368-10 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	2,5
							Реак- тивная	1,8	6,3
9	ПС 110/35/6 кВ «КНС-14» Фи- дер 35 кВ № 2	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-05 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7
10	ПС 110/35/6 кВ «КНС-14» Фи- дер 35 кВ № 3	ТФН-35М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: ABC	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	ПС 110/35/6 кВ «КНС-14» Фи- дер 35 кВ № 4	ТФЗМ35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-22	HPE ProLiant DL380 Gen10	Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7
12	ПС 110/35/6 кВ «КНС-32» Фи- дер 35 кВ № 1	ТВГ-УЭТМ®-35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	0,9	1,7
							Реак- тивная	1,6	2,9
13	ПС 110/35/6 кВ «КНС-32» Фи- дер 35 кВ № 2	ТВГ-УЭТМ®-35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	0,9	1,7
							Реак- тивная	1,6	2,9
14	ПС 110/35/6 кВ «КНС-32» Фи- дер 35 кВ № 3	ТВГ-УЭТМ®-35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	0,9	1,7
							Реак- тивная	1,6	2,9
15	ПС 110/35/6 кВ «КНС-32» Фи- дер 35 кВ № 4	ТВГ-УЭТМ®-35 Кл.т. 0,2S 300/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-09 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Актив- ная	0,9	1,7
							Реак- тивная	1,6	2,9
16	ПС 110/35/6 кВ «Малочерногор- ская» Фидер 35 кВ № 1	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,4
							Реак- тивная	2,2	5,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17	ПС 110/35/6 кВ «Малочерногор- ская» Фидер 35 кВ № 2	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-22	HPE ProLiant DL380 Gen10	Актив- ная	1,1	3,4
							Реак- тивная	2,2	5,6
18	ПС 110/35/6 кВ «Малочерногор- ская» Фидер 35 кВ № 3	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 100/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,4
							Реак- тивная	2,2	5,6
19	ПС 110/35/6кВ «Малочерногор- ская» Фидер 35 кВ № 4	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,2 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,4
							Реак- тивная	2,2	5,6
20	ПС 110/35/6 кВ «Молодежная» Фидер 35 кВ № 1	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7
21	ПС 110/35/6 кВ «Молодежная» Фидер 35 кВ № 2	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7
22	ПС 110/35/6 кВ «Молодежная» Фидер 35 кВ № 3	ТФН-35М Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
23	ПС 110/35/6 кВ «Молодежная» Фидер 35 кВ № 4	GIF40.5 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 30368-05 Фазы: А; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл. т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ-02 Рег. № 46656-22	HPE ProLiant DL380 Gen10	Актив- ная	1,0	2,5
							Реак- тивная	1,8	6,3
24	ПС 110/35/6 кВ «Негус» Фидер 35 кВ № 1	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,5
							Реак- тивная	2,5	7,4
25	ПС 110/35/6 кВ «Негус» Фидер 35 кВ № 2	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,5
							Реак- тивная	2,5	7,4
26	ПС 110/35/6 кВ «Негус» Фидер 35 кВ № 3	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,5
							Реак- тивная	2,5	7,4
27	ПС 110/35/6 кВ «Негус» Фидер 35 кВ № 4	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 51623-12 Фазы: А; В; С	ЗНОМ-35-65 Кл.т. 0,5 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-70 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,5
							Реак- тивная	2,5	7,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	ПС 110/35/6 кВ «Новомолодеж- ная» Фидер 35 кВ № 1	ТФН-35М Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 3690-73 Фазы: А ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-22	HPE ProLiant DL380 Gen10	Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7
29	ПС 110/35/6 кВ «Новомолодеж- ная» Фидер 35 кВ № 2	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7
30	ПС 110/35/6 кВ «Новомолодеж- ная» Фидер 35 кВ № 3	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7
31	ПС 110/35/6 кВ «Новомолодеж- ная» Фидер 35 кВ № 4	ТФЗМ-35А-ХЛ1 Кл.т. 0,5 200/5 Рег. № 8555-81 Фазы: А; С	НАМИ-35 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 60002-15 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,4
							Реак- тивная	2,5	5,7

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
32	ПС 110/35/6 кВ «Большечерно- горская» РУ-6 кВ «КНС-24» Ввод 6 кВ № 1 яч. № 13	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл. т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,5 5,9
33	ПС 110/35/6 кВ «Большечерно- горская» РУ-6 кВ «КНС-24» Ввод 6 кВ № 2 яч. № 25	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-17			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,5 5,9
34	ПС 110/35/6 кВ «КНС-14» РУ-6 кВ №1 «КНС- 14» Ввод 6 кВ № 1 яч. № 1	ТЛК10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-22	HPE ProLiant DL380 Gen10	Актив- ная Реак- тивная	1,1 2,3	3,0 4,7
35	ПС 110/35/6 кВ «КНС-14» РУ-6 кВ №1 «КНС- 14» Ввод 6 кВ № 2 яч. № 18	ТЛК10 Кл.т. 0,5 300/5 Рег. № 9143-83 Фазы: А; С	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-97 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,4 5,7
36	ПС 110/35/6 кВ «КНС-14» РУ-6 кВ № 1 «КНС- 14» ТСН-1 яч. № 2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,4 7,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
37	ПС 110/35/6 кВ «КНС-14» РУ-6 кВ № 1 «КНС- 14» ТСН-2 яч. № 19	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,4 7,3
38	ПС 110/35/6 кВ «КНС-14» РУ-6 кВ № 2 «КНС- 14» Ввод 6 кВ № 1 яч. № 5	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,5 7,4
39	ПС 110/35/6 кВ «КНС-14» РУ-6 кВ № 2 «КНС- 14» Ввод 6 кВ № 2 яч. № 16	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 25433-11 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,5 7,4
40	ПС 110/35/6 кВ «КНС-32» РУ-6 кВ «КНС-32» Ввод 6 кВ № 1 яч. № 9	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-22	HPE ProLiant DL380 Gen10	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,5 7,4
41	ПС 110/35/6 кВ «КНС-32» РУ-6 кВ «КНС-32» Ввод 6 кВ № 2 яч. № 19	ТОЛ-НТЗ-10 Кл.т. 0,5S 3000/5 Рег. № 51679-12 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 51621-12 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,5 7,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
42	ПС 110/35/6 кВ «Малочерногор- ская» РУ-6 кВ «КНС Малочер- ногорского м/р» Ввод 6 кВ № 1 яч. № 13	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
43	ПС 110/35/6 кВ «Малочерногор- ская» РУ-6 кВ «КНС Малочер- ногорского м/р» Ввод 6 кВ № 2 яч. № 6	ТВЛМ-10 Кл.т. 0,5 1000/5 Рег. № 1856-63 Фазы: А; С	НТМИ-6-66 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 2611-70 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,0
							Реак- тивная	2,3	4,7
44	ПС 110/35/6 кВ «Малочерногор- ская» РУ-6 кВ «КНС Малочер- ногорского м/р» ТСН-1	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-22	HPE ProLiant DL380 Gen10	Актив- ная	1,0	3,4
							Реак- тивная	2,1	7,3
45	ПС 110/35/6 кВ «Малочерногор- ская» РУ-6 кВ «КНС Малочер- ногорского м/р» ТСН-2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 47959-16 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,0	3,4
							Реак- тивная	2,1	7,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
46	ПС 110/35/6 кВ «Молодежная» РУ-6кВ «КНС Тюменского м/р» Ввод 6 кВ №1 яч. № 1	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,5
							Реак- тивная	2,5	7,4
47	ПС 110/35/6 кВ «Молодежная» РУ-6 кВ «КНС Тюменского м/р» Ввод 6 кВ № 2 яч. № 21	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5S 2000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,3	3,5
							Реак- тивная	2,5	7,4
48	ПС 110/35/6 кВ «Негус» РУ-6 кВ «КНС Ван- Еганского м/р» Ввод 6 кВ № 1 яч. № 1	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,4
							Реак- тивная	2,2	5,6
49	ПС 110/35/6 кВ «Негус» РУ-6 кВ «КНС Ван- Еганского м/р» Ввод 6 кВ № 2 яч. № 27	ТОЛ-10-I Кл.т. 0,5 2000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; В; С	НАМИТ-10-2 УХЛ2 Кл.т. 0,2 6000/100 Рег. № 16687-07 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,4
							Реак- тивная	2,2	5,6
50	ПС 110/35/6 кВ «Негус» РУ-6 кВ «КНС Ван- Еганского м/р» ТСН № 1 яч. № 2	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-22	HPE ProLiant DL380 Gen10	Актив- ная	1,0	3,4
							Реак- тивная	2,1	7,3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
51	ПС 110/35/6 кВ «Негус» РУ-6 кВ «КНС Ван- Еганского м/р» ТСН № 2 яч. № 28	ТОП-0,66 Кл.т. 0,5S 50/5 Рег. № 15174-06 Фазы: А; В; С	-	СЭТ-4ТМ.03.09 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,0 2,1	3,4 7,3
52	РУ-6 кВ № 2 «БЦТП» ПС 500/220/110/10/6 кВ «Белозерная» Ввод 6 кВ № 1 яч. № 7	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 38394-08 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,5 7,4
53	РУ-6кВ № 2 «БЦТП» ПС 500/220/110/10/6 кВ «Белозерная» Ввод 6 кВ № 2 яч. № 17	ТОЛ-10-І Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 15128-07 Фазы: А; В; С	НАЛИ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 38394-08 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,5 7,4
54	ПС 110/35/6 кВ «КНС-15» Фи- дер 35 кВ № 5	ТВЭ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 44359-10 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-22	HPE ProLiant DL380 Gen10	Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,5 7,4
55	ПС 110/35/6 кВ «КНС-15» Фи- дер 35 кВ № 6	ТВЭ-35 Кл.т. 0,5S 300/5 Рег. № 44359-10 Фазы: А; В; С	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00 Фазы: АВС	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная Реак- тивная	1,3 2,5	3,5 7,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
56	ПС 110/35/6 кВ «УПСВ-1» Ввод 110 кВ № 1	ТВГ-УЭТМ® -110 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Актив- ная	1,1	3,5
57	ПС 110/35/6 кВ «УПСВ-1» Ввод 110 кВ № 2	ТВГ-УЭТМ® -110 Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 52619-13 Фазы: А; В; С	СРВ 123 Кл.т. 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15853-96 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04			Реак- тивная	2,2	7,4
58	ПС 110/35/6 кВ «Каскад» КРУН-СВЛ 6 кВ Ввод 6 кВ № 1 яч. № 1	ТПОЛ-10М Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А; В; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 35955-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Актив- ная	1,3	3,5
59	ПС 110/35/6 кВ «Каскад» КРУН-СВЛ 6 кВ Ввод 6 кВ № 2 яч. № 2	ТПОЛ-10М Кл.т. 0,5S 400/5 Рег. № 47958-11 Фазы: А; В; С	НОЛ-СЭЩ-6 Кл.т. 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 35955-12 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл.т. 0,5S/1,0 Рег. № 36697-08			Реак- тивная	2,5	5,9
60	ПКУ оп. № 146 ВЛ 35 кВ Ф1 ПС 110/35/6 кВ «Каскад»	I-TOR-35 Кл.т. 0,2S 300/1 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	I-TOR-35 Кл.т. 0,2 35000/√3/100/√3 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	МИР РЧ- 02 Рег. № 46656-22	HPE ProLiant DL380 Gen10	Актив- ная	0,6	1,5
61	ПКУ оп. № 146 ВЛ 35 кВ Ф3 ПС 110/35/6 кВ «Каскад»	I-TOR-35 Кл.т. 0,2S 300/1 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	I-TOR-35 Кл.т. 0,2 35000/√3/100/√3 Рег. № 70214-18 Фазы: А; В; С	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17			Реак- тивная	1,1	2,8
							Актив- ная	0,6	1,5
							Реак- тивная	1,1	2,8

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов компонентов АИИС КУЭ в рабочих условиях относительно шкалы времени UTC(SU)									±5 с

Примечания:

1. В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2. Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 мин.

3. Погрешность в рабочих условиях указана для ИК №№ 2, 4, 5, 8, 12-15, 23-27, 32, 33, 36-41, 44-47, 50-61 для силы тока 2 % от $I_{ном}$; для остальных ИК – для силы тока 5 % от $I_{ном}$; $\cos\varphi = 0,8$ инд.

4. Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик. Допускается замена УСВ на аналогичное утвержденного типа, а также замена сервера без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). Замена оформляется техническим актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	61
Нормальные условия: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 2, 4, 5, 8, 12-15, 23-27, 32, 33, 36-41, 44-47, 50-61 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 95 до 105 от 1 до 120 от 5 до 120 0,9 от 49,8 до 50,2 от +15 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: напряжение, % от $U_{ном}$ сила тока, % от $I_{ном}$ для ИК №№ 2, 4, 5, 8, 12-15, 23-27, 32, 33, 36-41, 44-47, 50-61 для остальных ИК коэффициент мощности $\cos\varphi$ частота, Гц температура окружающей среды в месте расположения ТТ, ТН, °C температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 5 до 120 от 0,5 до 1,0 от 49,6 до 50,4 от -45 до +40 от -10 до +40 от +15 до +25
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-17): среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для счетчиков типа СЭТ-4ТМ.03М (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36697-08): среднее время наработки на отказ, ч, не менее для УСВ: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч для сервера: среднее время наработки на отказ, ч, не менее среднее время восстановления работоспособности, ч	 220000 2 90000 2 140000 2 55000 2 70000 1
Глубина хранения информации: для счетчиков: тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее при отключении питания, лет, не менее для сервера: хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	 113 10 3,5

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 по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчиков:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках.
- журнал сервера:
параметрирования;
пропадания напряжения;
коррекции времени в счетчиках и сервере;
пропадание и восстановление связи со счетчиками.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформаторы тока	ТФЗМ-35А-У1	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-СВЭЛ-35 III	4
Трансформаторы тока	ТФН-35М	13
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-35-III	2
Трансформаторы тока	ТФЗМ35А-ХЛ1	19
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ®-35	12
Трансформаторы тока	GIF40.5	4

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35	12
Трансформаторы тока	ТЛО-10	12
Трансформаторы тока	ТЛК10	4
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	18
Трансформаторы тока	ТОЛ-НТЗ-10	6
Трансформаторы тока измерительные	ТВЛМ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	18
Трансформаторы тока встроенные	ТВЭ-35	6
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ® -110	6
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ-10М	6
Устройства измерения тока и напряжения	I-TOR-35	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35 УХЛ1	8
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	3
Трансформаторы напряжения антирезонансные трехфазные	НАМИ-35	5
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	6
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-6	8
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10-2 УХЛ2	4
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	6
Трансформаторы напряжения	НОЛ-СЭЩ-6	6
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	51
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	10
Радиочасы	МИР РЧ-02	1
Сервер	HPE ProLiant DL380 Gen10	1
Методика поверки	—	1
Формуляр	ЧГРЭ.8620001023.001.ФО	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Черногорэнерго», аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

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

Акционерное общество «Черногорэнерго»

(АО «Черногорэнерго»)

ИНН 8620001023

Юридический адрес: 628621, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск, ул.2П-2, Западный промышленный узел, д.6, панель 12

Телефон: (3466) 49-14-74

Web-сайт: www.chernogorenergo.ru

E-mail: org@chernog.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Черногорэнерго»

(АО «Черногорэнерго»)

ИНН 8620001023

Адрес: 628621, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Нижневартовск, ул.2П-2, Западный промышленный узел, д.6, панель 12

Телефон: (3466) 49-14-74

Web-сайт: www.chernogorenergo.ru

E-mail: org@chernog.ru

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312047

Регистрационный № 83623-21

Лист № 1
Всего листов 6

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «Атомфлот»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «Атомфлот») (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, автоматизированного 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 распределённой функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень — измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер АО «Атомэнергопромсбыт» с программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации времени (УСВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети 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 без учета коэффициента трансформации:

- 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер АО «Атомэнергопромсбыт», где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии

и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение поступающей информации, оформление отчетных документов.

ИБК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ) и с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе АО «АТС» и прочими заинтересованными организациями. Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов установленных форматов, в том числе заверенных электронно-цифровой подписью.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU) на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИБК). В состав СОЕВ входит УСВ, ежесекундно синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ UTC (SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера АО «Атомэнергопромсбыт» со шкалой времени УСВ осуществляется не реже 1 раза в сутки. Корректировка шкалы времени сервера АО «Атомэнергопромсбыт» производится при расхождении не менее ± 1 с со шкалой времени УСВ.

Сравнение шкал времени счетчиков со шкалой времени сервера происходит по заданному расписанию, но не реже одного раза в сутки. Синхронизация шкалы времени счетчика со шкалой времени сервера осуществляется при превышении уставки коррекции времени. Уставка коррекции времени счетчиков настраивается с учетом обеспечения допускаемой коррекции погрешности СОЕВ АИИС КУЭ и не должна превышать величину ± 2 с (параметр программируемый).

Журналы событий счетчиков и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени 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.

Заводской номер АИИС КУЭ 210713 нанесен на маркировочную табличку типографским способом в виде цифрового кода на корпусе серверной стойки АО «Атомэнергопромсбыт».

Программное обеспечение

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

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные	Значение
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав ИК			
		ТТ	ТН	Счетчик	ИВК
1	ПС 35 кВ № 323, РУ-6 кВ, яч. 7 (М-8)	ТЛО-10 2000/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	УСВ-3, рег. № 64242-16 Сервер АО «Атомэнергосбыт»
2	ПС 35 кВ № 323, РУ-6 кВ, яч. 21 (М-7)	ТЛО-10 2000/5 КТ 0,5S Рег. № 25433-11	ЗНОЛП-ЭК 6000:√3/100:√3 КТ 0,5 Рег. № 68841-17	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36697-12	

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 3 метрологических характеристик.

2. Допускается замена УСВ на аналогичные, утвержденных типов.

3. Допускается замена сервера 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

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности ($\pm\delta$), %	Границы погрешности в рабочих условиях ($\pm\delta$), %
1, 2	Активная Реактивная	1,4 2,1	3,4 5,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов АИИС КУЭ, входящих в состав СОЕВ, относительно шкалы времени UTC (SU), ($\pm\Delta$), с			5

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

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

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 2 % от $I_{ном}$, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от плюс 5 °С до плюс 35 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество ИК	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °C	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 50 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % 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, °C атмосферное давление, кПа относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд.} до 1 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +5 до +35 от +10 до +30 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСВ-3: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 45000 100000 1
Глубина хранения информации: Счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее Сервер ИВК: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 3,5

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 ОРЭМ по электронной почте.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 параметрирования;
 пропадания напряжения;
 коррекции времени.
- журнал сервера:
 параметрирования;
 коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование: счетчиков электрической энергии; промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения; испытательной коробки; сервера.
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании: результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи); установка пароля на счетчики электрической энергии; установка пароля на сервер.

Возможность коррекции времени в:

счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована); серверах (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

измерений 30 мин (функция автоматизирована);
сбора не реже одного раза в сутки (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-ЭК	6
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М.01	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер АО «Атомэнергопромсбыт»,	—	1
Документация		
Методика поверки	—	1
Формуляр	ФО 26.51.43/61/21	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием АИИС КУЭ АО «Атомэнергопромсбыт» (ФГУП «Атомфлот»)), аттестованном ООО «ЭнергоПромРесурс», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312078.

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

Акционерное общество «Атомэнергопромсбыт»

(АО «Атомэнергопромсбыт»)

ИНН 7725828549

Юридический адрес: 117105, Российская Федерация, г. Москва, Новоданиловская наб., д. 4а

Телефон: 8 (495) 543-33-06

E-mail: info.apsbt@apsbt.ru

Изготовитель

Акционерное общество «Атомэнергопромсбыт»

(АО «Атомэнергопромсбыт»)

ИНН 7725828549

Адрес: 117105, Российская Федерация, г. Москва, Новоданиловская наб., д. 4а

Телефон: 8 (495) 543-33-06

E-mail: info.apsbt@apsbt.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»

Адрес: 443031, г. Самара, пр. Карла Маркса, д. 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 RA.RU.311281

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоПромРесурс»

(ООО «ЭнергоПромРесурс»)

Адрес: 143443, Московская обл., г. Красногорск, мкр. Опалиха, ул. Ново-Никольская, д. 57, офис 19

Телефон: 8 (495) 380-37-61

E-mail: energopromresurs2016@gmail.com

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312047

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от « 05 » сентябрь 2025 г. № 1905

Регистрационный № 84138-21

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Путкинской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Путкинской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для автоматических измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. АИИС КУЭ возможно использовать для передачи (получения) данных смежным субъектам энергетики. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчётов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией выполнения измерений.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- автоматическое измерение количества активной и реактивной электрической энергии с дискретностью 30 минут и нарастающим итогом приращений активной и реактивной электрической энергии (мощности);
 - автоматический сбор и хранение данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
 - периодический (не реже 1-го раза в сутки и/или по запросу (настраиваемый параметр)) автоматический сбор привязанных к единому времени результатов измерений и данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
 - хранение результатов измерений;
 - передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электрической энергии в XML или собственном формате с применением ЭЦП или без неё;
 - обеспечение по запросу дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений на всех уровнях АИИС КУЭ;
 - обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей, пломбирование и т.п.);
 - диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ; конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
 - автоматическое ведение единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).
- АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (далее – ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001 и ГОСТ 7746-2015, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-77, ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 1983-2015, счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005 или ГОСТ 31819.22-2012 и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005 или ГОСТ 31819.23-2012.

Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 и 3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя:

устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя:

сервер баз данных (далее – сервер БД);

устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ);

автоматизированное рабочее место (далее – АРМ);

технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура);

программное обеспечение (далее – ПО).

На уровне ИИК первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчиков электрической энергии. Счетчики производят измерения действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счетчиками выполняется путем перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчиках по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0.5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по предусмотренным каналам связи поступает на входы УСПД уровня ИВКЭ. УСПД осуществляет обработку результатов измерений, а в частности расчет расхода активной и реактивной электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, хранение полученной информации, передачу накопленных данных на верхний уровень системы (уровень ИВК) и организациям-участникам оптового рынка электрической энергии, а также отображение информации на подключаемых к УСПД устройствах.

Сервер БД уровня ИВК осуществляет сбор и обработку результатов измерений, данных о состоянии средств измерений, хранение полученной информации, отображение накопленной информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в XML-формате организациям-участникам оптового рынка электрической энергии, в том числе в ПАК КО АО «АТС», производится с сервера БД уровня ИВК по сети Internet с электронной подписью.

Сервер БД уровня ИВК по запросу обеспечивает возможность дистанционного доступа организациям-участникам оптового рынка электрической энергии к компонентам АИИС КУЭ.

Для обеспечения единого времени на СИ, влияющих на процесс измерения количества электрической энергии и мощности (счетчики электрической энергии ИИК, УСПД ИВКЭ, сервер БД ИВК) при проведении измерений при помощи АИИС КУЭ, предусмотрена система обеспечения единого времени (далее – СОЕВ).

СОЕВ обеспечивает единое календарное время (день, месяц, год, час, минута, секунда),

привязанное к национальной шкале координированного времени UTC(SU), на всех компонентах и уровнях системы.

Базовым устройством системы СОЕВ является блок коррекции времени ЭНКС-2 (регистрационный № 37328-15), синхронизирующий собственную шкалу времени с шкалой национального координированного времени UTC(SU) по сигналам глобальной навигационной спутниковой системы (далее – ГЛОНАСС).

При проведении измерений при помощи АИИС КУЭ время внутренних часов СИ АИИС КУЭ синхронизируется в следующей последовательности:

- сервер БД ИВК синхронизирует собственную шкалу времени по сигналам, получаемым непосредственно от блока коррекции времени ЭНКС-2, при превышении поправки часов сервера БД относительно шкалы времени ЭНКС-2 более чем на 1 секунду (настраиваемый параметр);

- сервер БД ИВК не реже одного раза в сутки опрашивает УСПД уровня ИВКЭ, если поправка часов УСПД относительно шкалы времени сервера БД ИВК превышает 2 секунды, происходит коррекция часов УСПД;

- УСПД уровня ИВКЭ каждые 30 минут опрашивают счетчики, если поправка часов счетчиков относительно шкалы времени УСПД превышает 2 секунды, происходит коррекция часов счетчиков;

- факты коррекции времени отражаются в журналах событий компонентов АИИС КУЭ Путкинской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1».

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки в виде оттиска поверительного клейма наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ. Данные о поверке передаются в Федеральный информационный фонд (далее – ФИФ). Заводской номер АИИС КУЭ (№409) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, типографским способом. Дополнительно заводской номер указывается в паспорте на АИИС КУЭ. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов (ИК) АИИС КУЭ приведены в паспорте на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (далее – ПО) «Энергосфера». ПО «Энергосфера» используется при коммерческом учете электрической энергии и мощности, обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерений, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электрической энергии.

Идентификационные данные ПО, установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор ПО	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов (далее – ИК) АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер и диспетчерское наименование ИК		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД	Сервер/БКВ	Вид электрической энергии	Метрологические характеристики ИК	
								Границы допускаемой основной относительной погрешности ($\pm \delta$), %	Границы допускаемой относительной погрешности в рабочих условиях ($\pm \delta$), %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Г-3	ТЛП-10 4000/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	UGE 3-35 10000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-03	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная Реактивная	0,9 1,4	1,1 2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Г-2	ТЛП-10 4000/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	UGE 3-35 10000/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Ином (Имакс) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0
3	Г-1	ТЛП-10 4000/5 0,2S ГОСТ 7746-2001 Рег. № 30709-06	UGE 3-35 10000/√3/100/√3 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 25475-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Ином (Имакс) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	ВЛ-220 кВ Путкинская ГЭС - Кемь	ТФЗМ, 600/5 0,5 ГОСТ 7746-2015 Рег. № 94620-25 SB 0,8, 600/5 0,2 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 55006-13	НАМИ 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,5 ГОСТ 1983-2015 Рег. № 60353-15	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 5 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6
5	ШМ 330 кВ АТ-4 Пут- кинская ГЭС	ТОГФ (П), 2000/1 0,2S ГОСТ 7746-2015 Рег. № 61432-15	НАМИ 330000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 60353-15	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0
6	ШМ 330 кВ АТ-3 Пут- кинская ГЭС	ТОГФ (П), 2000/1 0,2S ГОСТ 7746-2015 Рег. № 61432-15	НАМИ, 330000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ 0,2 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 60353-15	A1802RALQ-P4GB-DW-4 I _{ном} (I _{макс}) = 1 (10) А U _{ном} = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	0,9	1,1
							Реактивная	1,4	2,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	ВЛ-220 кВ Путкинская ГЭС – Криво- порожская ГЭС с отпай- кой на Поду- жемскую ГЭС №1	ТФНД-220-1, 600/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 3694-73 SB 0,8, 600/5 0,2 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 55006-13	НКФ-220-58У1, 220000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-77 Рег. № 84412-22	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Ином (Имакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06	ARIS-2805, Рег. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Рег. № 37328-15	Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6
8	ВЛ-220 кВ Путкинская ГЭС – Криво- порожская ГЭС с отпай- кой на Поду- жемскую ГЭС №2	ТФНД-220-1, 600/5 0,5 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 3694-73 ТВ-ЭК, 600/5 0,2 ГОСТ 7746-2001 Рег. № 39966-10	НКФ-220-58У1, 220000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-77 Рег. № 84412-22	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Ином (Имакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6
9	ВЛ 110 кВ Путкинская ГЭС - Кемьтяговая (Л-157)	ТФЗМ, 600/5 0,5 ГОСТ 7746-2015 Рег. № 94620-25	НКФ110-83У1, 110000/√3/100/√3 0,5 ГОСТ 1983-2001 Рег. № 1188-84	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Ином (Имакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Рег. № 31857-06			Активная	2,9	2,9
							Реактивная	4,4	4,6

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	1С-10 кВ СБРУ10	ТЛП-10, 400/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Пер. № 30709-06	НАМИ-10-95 УХЛ2, 10000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Пер. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Пер. № 31857-06	ARIS-2805, Пер. № 67864-17	IBM совместимый компьютер с ПО «Энергосфера» Блок коррекции времени ЭНКС-2, Пер. № 37328-15	Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9
11	2С-10 кВ СБРУ10	ТЛП-10, 400/5 0,5S ГОСТ 7746-2001 Пер. № 30709-06	НАМИ-10-95 УХЛ2, 10000/100 0,5 ГОСТ 1983-2001 Пер. № 20186-00	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Iном (Iмакс) = 5 (10) А Uном = 3х57/100 В класс точности: по активной энергии - 0,2S ГОСТ Р 52323-2005 по реактивной энергии - 0,5 ГОСТ Р 52425-2005 Пер. № 31857-06			Активная	1,7	1,8
							Реактивная	2,6	2,9

Пределы допускаемой погрешности СОЕВ

 ± 5 c.

Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электрической энергии на интервале времени 30 минут.

3 Погрешность в рабочих условиях эксплуатации указана для силы тока 5 % от $I_{ном}$, $\cos\varphi = 0,8_{инд.}$

4 Допускается замена ТТ, ТН, УСПД, УССВ, 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. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	11
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 2(5) до 120 от 49,85 до 50,15 0,87 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, УСПД, сервера, БКВ, °С	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,6 до 50,4 от -40 до +40 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: ТТ и ТН: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более БКВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	219000 120000 125000 24 35000 80000 24
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления (выработки) по каждому каналу, сутки, не менее сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность применяемых в системе компонентов:

Регистрация в журналах событий компонентов системы времени и даты:

а) счетчиками электрической энергии:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов);

б) УСПД:

- попыток несанкционированного доступа;
- связи с УСПД, приведших к каким-либо изменениям данных;
- коррекции текущих значений времени и даты;
- перерывов питания;
- самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока, напряжения;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;
- УСПД;
- сервер БД;

б) защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка паролей на устройствах сбора и передачи данных;
- установка пароля на сервер;
- возможность использования цифровой подписи при передаче данных.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта на систему АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, /экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТЛП-10	15
Трансформатор тока	ТФЗМ	3
Трансформатор тока	SB 0,8	3
Трансформатор тока	ТОГФ (П)	6
Трансформатор тока	ТФНД-220-1	6
Трансформатор тока	ТВ-ЭК	3
Трансформатор тока	ТФЗМ	3
Трансформатор напряжения	UGE 3-35	9
Трансформатор напряжения	НАМИ	9
Трансформатор напряжения	НКФ-220-58У1	6
Трансформатор напряжения	НКФ110-83У1	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	2
Устройство сбора и передачи данных (контроллер многофункциональный)	ARIS-2805	1

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчик электрической энергии трех- фазный multifunctional	A1802RALQ-P4GB-DW-4	11
Блок коррекции времени	ЭНКС-2	1
Программное обеспечение	ПО «Энергосфера»	1
Паспорт	ЭС-180-12/2021-9.ПС	1
В комплект поставки входит также техническая документация на комплектующие средства измерений		

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Путкинской ГЭС (ГЭС-9) филиала «Карельский» ПАО «ТГК-1», аттестованном ООО ИИГ «КАРНЕОЛ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.314868.

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

Филиал «Карельский» Публичного акционерного общества «Территориальная генерирующая компания №1»

(Филиал «Карельский» ПАО «ТГК-1»)

ИНН 7841312071

Адрес: 185035, Республика Карелия, г. Петрозаводск, ул. Кирова, д. 43

Телефон: +7 (8142) 71-60-96

E-mail: office.krl@tgc1.ru

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОСЕРВИС»

(ООО «ЭНЕРГОСЕРВИС»)

ИНН 7802222000

Адрес: 190005, г. Санкт-Петербург, 7-я Красноармейская ул., д. 18, литер А, пом. 7-Н

Телефон: 8 (812) 368-02-70, 8 (812) 368-02-71

Факс: 8 (812) 368-02-72

E-mail: office@energoservice.net

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Санкт-Петербурге и Ленинградской области» (ФБУ «Тест-С.-Петербург»)

Адрес: 190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1

Телефон: 8 (812) 244-62-28, 8 (812) 244-12-75

Факс: 8 (812) 244-10-04

E-mail: letter@rustest.spb.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.311484

В части вносимых изменений

Общество с ограниченной ответственностью ИНВЕСТИЦИОННО-ИНЖИНИРИНГОВАЯ ГРУППА «КАРНЕОЛ»

(ООО ИИГ «КАРНЕОЛ»)

ИНН 7456013961

Юридический адрес: 455038, Челябинская обл., г. Магнитогорск, пр-кт Ленина, д. 124, офис 15

Адрес места осуществления деятельности: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, стр.2, помещ. 1, нежилые помещ. 34, 38, 39, 41

Телефон: +7 (3519) 450-490

E-mail: carneol@bk.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в Реестре аккредитованных лиц
RA.RU.312601

Регистрационный № 94965-25

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЕвразЭнергоТранс» промплощадки КГОК

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ООО «ЕвразЭнергоТранс» промплощадки КГОК (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, трехуровневую 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 – измерительно - вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (далее-УСПД) - устройство сбора и передачи данных «ЭКОМ-3000», каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора данных (ССД), сервер обмена данными (СОД) (далее по тексту - сервер ИВК), устройство синхронизации времени ИСС (далее-ИСС), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение (ПО) ПК «Энергосфера», 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 АИИС КУЭ передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для измерительных каналов (ИК) № 1-9 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации и ее передача на сервер ИВК. УСПД 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.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков для измерительных каналов (ИК) № 10-17 при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на сервер ИВК.

Сервер ИВК выполняет дальнейшую обработку измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и отображение информации на мониторах АРМ. Сервер ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами ОРЭМ и с другими АИИС КУЭ, зарегистрированными в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе АО «АТС» и прочими заинтересованными организациями. Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии осуществляется по электронной почте в виде xml-файлов установленных форматов, в том числе заверенных электронной цифровой подписью (ЭЦП).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривают поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях АИИС КУЭ (ИИК, ИВКЭ и ИВК). В состав СОЕВ входит устройство синхронизации времени типа ИСС, синхронизирующее собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени РФ 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 ИСС и при наличии любого расхождения шкалы времени, сервер ИВК производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени ИСС.

Сравнение шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера ИВК осуществляется во время сеанса связи, но не реже 1 раза в сутки. При обнаружении расхождения шкалы времени УСПД от шкалы времени сервера ИВК равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени УСПД.

Для ИК № 1-9 сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Для ИК № 10-17 сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера ИВК осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При обнаружении расхождения шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД равного ± 2 с и более, выполняется синхронизация шкалы времени счетчика.

Журналы событий счетчика электрической энергии, УСПД, 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 средство измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено. АИИС КУЭ присвоен заводской номер 01/25. Заводской номер указывается в формуляре на АИИС КУЭ типографским способом. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПК «Энергосфера». Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню - «высокий» в соответствии с Рекомендацией 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
Идентификационное наименование модуля ПО	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	1.1.1.1
Цифровой идентификатор модуля ПО	6C13139810A85B44F78E7E5C9A3EDB93
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее ИК) 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	ИВКЭ	ИВК
1	2	3	4	5	6	7
1	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГОК-Качканар 1	GSR 600/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-110 110000/√3:100/√3 КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	«ЭКОМ-3000», рег. № 17049-09	ИСС, рег. № 71235-18 / сервер ИВК
2	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГОК-Качканар 2	GSR 600/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-110 110000/√3:100/√3 КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
3	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГОК-Качканар 3	GSR 600/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-110 110000/√3:100/√3 КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
4	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГОК-Качканар 4	GSR 600/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-110 110000/√3:100/√3 КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГОК-Качканар 5	GSR 600/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-110 110000/√3:100/√3 КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	«ЭКОМ-3000», рег. № 17049-09	ИСС, рег. № 71235-18 / сервер ИВК
6	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГОК-Качканар 6	GSR 600/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-110 110000/√3:100/√3 КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
7	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГОК-Качканар 9	GSR 600/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-110 110000/√3:100/√3 КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
8	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ ГОК-Качканар 10	GSR 600/1, КТ 0,2S Рег. № 25477-08	НАМИ-110 110000/√3:100/√3 КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
9	ПС 220 кВ Качканар, ОРУ 110 кВ, ОВМ - 110 кВ	ТФЗМ 110Б 600/5, КТ 0,5 Рег. № 24811-03	НАМИ-110 110000/√3:100/√3 КТ 0,2 Рег. № 60353-15	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		
10	ПС 110 кВ № 3 (г.Качканар), ЗРУ 6 кВ, ввод 6 кВ Т- 1	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	-	
11	ПС 110 кВ № 3 (г.Качканар), ЗРУ 6 кВ, ввод 6 кВ Т- 2	ТПОЛ-10 1000/5, КТ 0,5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
12	ПС 110 кВ № 3 (г.Качканар), ввод 0,4 кВ ТСН-1	ТОП-0,66 75/5, КТ 0,5 Рег. № 15174-06	-	СЭТ-4ТМ.03.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
13	ПС 110 кВ № 3 (г.Качканар), ввод 0,4 кВ ТСН-2	ТОП М-0,66 У3 75/5, КТ 0,5S Рег. № 59924-15	-	СЭТ-4ТМ.03.09 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
14	ПС 110 кВ № 9, РУ 6 кВ, яч.10	ТПЛ-10-М 150/5, КТ 0,5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
15	ПС 110 кВ № 9, РУ 6 кВ, яч.14	ТПЛ-10-М 150/5, КТ 0,5 Рег. № 22192-07	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	-	ИСС, рег. № 71235-18 / сервер ИВК
16	ПС 110 кВ № 10, ЗРУ 6 кВ, яч. 20	ТПЛ-НТЗ-10-11 400/5, КТ 0,5S Рег. № 69608-17	НТМИ-6 6000/100 КТ 0,5 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		
17	ТП-1022 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ввод 0,4 кВ Т-1	ТШП-0,66 600/5, КТ 0,5 Рег. № 15173-06	-	ПСЧ- 4ТМ.05М.04 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 36355-07		

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 ИСС, УСПД 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	2	3	4
1-8	Активная	0,4	1,0
	Реактивная	1,1	1,7
9	Активная	0,8	2,8
	Реактивная	2,2	4,4
10, 11, 14, 15	Активная	1,1	3,2
	Реактивная	2,7	5,2
12, 17	Активная	0,9	3,1
	Реактивная	2,3	5,1
13	Активная	0,9	2,1
	Реактивная	2,3	3,6
16	Активная	1,1	2,2
	Реактивная	2,7	3,7
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени РФ UTC (SU), с			± 5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая) 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$. 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos \varphi = 0,9$, 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 °С до +35 °С			

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	17
Нормальные условия параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для счетчиков, °С	от 98 до 102 от 100 до 120 0,9 50 от +21 до + 25
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С - температура окружающей среды для сервера ИВК, °С - температура окружающей среды для УСПД, °С - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более	от 90 до 110 от 1(2) до 120 от 0,5_{инд.} до 1_{емк} от 49,6 до 50,4 от -60 до +40 от +5 до +35 от +10 до +30 от +15 до + 25 от 80,0 до 106,7 98
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04) ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07) ИСС (рег. № 71235-18): - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД: «ЭКОМ-3000» (рег. № 17049-09): - наработка на отказ, ч, не менее Сервер ИВК: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	90000 140000 120000 75000 100000 1

Продолжение таблицы 4

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
СЭТ-4ТМ.03 (рег. № 27524-04)	
-каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	113,7
ПСЧ-4ТМ.05М (рег. № 36355-07)	
- каждого массива профиля при времени интегрирования 30 минут, сут	113
УСПД:	
«ЭКОМ-3000» (рег. № 17049-09)	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее	45
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 и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика и УСПД;
 - 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 УСПД;
 - установка пароля на сервере ИВК.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор тока	GSR	24
	ТОП М-0,66 У3	3
	ТОП-0,66	3
	ТПЛ-10-М	6
	ТПЛ-НТЗ-10-11	3
	ТПОЛ-10	6
	ТФЗМ 110Б	3
	ТШП-0,66	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	6
	НТМИ-6	5
Счетчик электрической энергии	ПСЧ-4ТМ.05М.04	1
	СЭТ-4ТМ.03	9
	СЭТ-4ТМ.03.01	5
	СЭТ-4ТМ.03.09	2
Устройство сбора и передачи данных	«ЭКОМ-3000»	1
Устройство синхронизации времени	ИСС	1
Сервер ИВК	-	1
Автоматизированное рабочее место	-	1
Документация		
Формуляр	ФО 26.51/338/25 с изменением №1	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ООО «ЕвразЭнергоТранс» промплощадки КГОК. МВИ 26.51/338.01/25, аттестованном ФБУ «Самарский ЦСМ», г. Самара. Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.311290 от 16.11.2015.

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 «ЕвразЭнергоТранс»
(ООО «ЕвразЭнергоТранс»)
ИНН 4217084532
Юридический адрес: 654006, Кемеровская область - Кузбасс, г. Новокузнецк, ул. Рудокопровая (Центральный р-н), д. 4
Телефон: 8 (3843) 921-700
E-mail: energotrans@evraz.com

Изготовитель

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

ИНН 7714348389

Адрес: 125124, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д. 2, к. 12, этаж 2 пом II ком 9

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 117449, Российская Федерация, г. Москва, ул. Карьер д. 2, стр.9, помещ. 1

Телефон: 8 (495) 647-88-18

E-mail: golovkonata63@gmail.com

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.312560

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «05» сентября 2025 г. № 1905

Регистрационный № 80625-20

Лист № 1
Всего листов 12

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система телемеханики и связи (СТМиС) Белореченская ГЭС
ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

Назначение средства измерений

Система телемеханики и связи (СТМиС) Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» (далее – СТМиС) предназначена для измерений действующих значений силы электрического тока, среднего по трем фазам действующих значений силы электрического тока, действующих значений фазного напряжения, действующих значений линейного напряжения, частоты переменного тока, активной мощности, а так же регистрации и хранения телесигналов и телеизмерений во времени, нормальных и аварийных процессов и событий.

Описание средства измерений

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

СТМиС включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики электрической энергии многофункциональные ION 7330, ION 7300, многофункциональные измерительные преобразователи ЭНИП-2, терминалы микропроцессорные ЭКРА 232, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов СТМиС приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) Белореченская ГЭС, серверы с установленным программным обеспечением (ПО) «Оперативно-Информационный Комплекс «СК-2007» (ОИК «СК-2007»), каналообразующую аппаратуру, коммутаторы ЛВС, автоматизированные рабочие места (АРМ), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями СТМиС.

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в сигналы низкого уровня (100 В, 5 А), которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы измерительных преобразователей, преобразующих мгновенные значения аналоговых сигналов в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре преобразователя с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения вычисляются действующие значения силы электрического тока (I), среднее по трем фазам действующие значения фазных и линейных напряжений (U), активная (P) мощность и частота переменного тока (f).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков ION поступает в базы данных серверов ОИК «СК-2007», где выполняется присвоение меток времени и дальнейшая обработка измерительной информации (формирование протокола МЭК 870-5-104 и т. п.).

В микропроцессорных терминалах серии ЭКРА 232 производится сбор, первичная обработка и архивирование сигналов, обнаружение неисправностей, сбоев в работе. Для хранения аварийных процессов, зафиксированных в ЭКРА 232, данные поступают в сервера ОИК «СК-2007». Обмен информацией между АРМ и ОИК «СК-2007» осуществляется по интерфейсу Ethernet.

Для передачи телемеханической информации в Филиал АО «СО ЕЭС» Кубанское РДУ по основному и резервному каналам связи используются протоколы МЭК 870-5-104 и протоколы FTP для осуществления доступа к базе данных регистратора аварийных событий на серверах системы.

СТМиС оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени типа УСВ-2 (рег. № 82570-21), которое синхронизировано с сигналами точного времени от ГЛОНАСС/GPS - приемника с погрешностью синхронизации ± 10 мкс. УСВ-2 производит синхронизацию времени сервера АИИС КУЭ Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» при максимальном расхождении времени сервера АИИС КУЭ и УСВ-2 не более ± 90 мс. Сервер АИИС КУЭ контролирует рассогласование времени серверов СТМиС относительно собственного времени и по достижении рассогласования 10 мс корректирует время таймеров серверов СТМиС по протоколу SNTP.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Нанесение заводского номера на средство измерений не предусмотрено. Средству измерений присвоен заводской номер 766.1. Заводской номер указывается в паспорте-формуляре СТМиС типографским способом. Формат, способ и места нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов СТМиС, приведены в паспорте-формуляре СТМиС.

Программное обеспечение

В СТМиС используется ПО «Оперативно - Информационный Комплекс «СК-2007» (далее - ПО ОИК «СК-2007») версии 7.6.4.125, в состав которого входят метрологически значимые модули, указанные в таблице 1.

ПО ОИК «СК-2007» обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО ОИК «СК-2007».

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование модуля ПО	FuncDll.dll
Номер версии (идентификационный номер) модуля ПО	7.6.4.125
Цифровой идентификатор модуля ПО	70115651B774BF787B59B3D692FE12A9
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора модуля ПО	MD5

ПО ОИК «СК-2007» не влияет на метрологические характеристики ИК, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов СТМиС и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			Измеряемые параметры	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Преобразователь		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8
Белореченская ГЭС							
1	Белореченская ГЭС, ГГ-1 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5S Коэф. тр. 3000/5 Рег № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 10500/100 Рег № 51621-12	ЭНИП-2 Кл. т. 0.5 Рег № 56174-14	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,6 ±0,6 ±0,6 ±1,2 ±0,01	±0,7 ±0,7 ±0,7 ±1,3 ±0,01
2	Белореченская ГЭС, ГГ-3 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5S Коэф. тр. 3000/5 Рег № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 10000/100 Рег № 51621-12	ION7330 Кл. т. 0.5S Рег № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,8 ±1,0 ±1,6 ±1,7 ±0,005

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
3	Белореченская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 1 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ «Белореченская ГЭС - Мартанская»	ТФЗМ 123 II-I У1 Кл. т. 0.5S Коэф. тр. 600/5 Per № 49584-12	НКФ-110 II У1 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Per № 26452-06	ION7330 Кл. т. 0.5S Per № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,8 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005
4	Белореченская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 2 СШ 110 кВ, ВЛ-110 кВ «Белореченская ГЭС – ДМ-8»	ТФЗМ 123 II-I У1 Кл. т. 0.5S Коэф. тр. 600/5 Per № 49584-12	НКФ-123 II ХЛ1 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Per № 49582-12	ION7330 Кл. т. 0.5S Per № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,8 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005
5	Белореченская ГЭС, ОРУ-110 кВ, СЭВ-110 кВ	ТФЗМ 123 II-I У1 Кл. т. 0.5S Коэф. тр. 600/5 Per № 49584-12	НКФ-110 II У1 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Per № 26452-06	ION7330 Кл. т. 0.5S Per № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,8 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005
6	Белореченская ГЭС, Т-1 ввод 110 кВ	ТВ-СВЭЛ-110 Кл. т. 0.5S Коэф. тр. 400/5 Per № 67627-17	НКФ-110 II У1 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Per № 26452-06	ION7330 Кл. т. 0.5S Per № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,8 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
7	Белореченская ГЭС, Т-2 ввод 110 кВ	ТВ-СВЭЛ-110 Кл. т. 0.5S Коэф. тр. 400/5 Per № 67627-17	НКФ-123 II ХЛ1 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Per № 49582-12	ION7330 Кл. т. 0.5S Per № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,8 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005
8	Белореченская ГЭС, Т-3 ввод 35 кВ	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 200- 400/5 Per № 51623-12	ЗНОМ-35 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Per № 912-54	ION7300 Кл. т. 0.5S Per № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,8 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005
9	Белореченская ГЭС, ОРУ-35 кВ, СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ «Белореченская ГЭС – Рязанская 1»	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0.2S Коэф. тр. 300/5 Per № 51623-12	ЗНОМ-35 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Per № 912-54	ION7300 Кл. т. 0.5S Per № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,4 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,5 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005
10	Белореченская ГЭС, ОРУ-35 кВ, СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ «Белореченская ГЭС – Рязанская 2»	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0.2S Коэф. тр. 300/5 Per № 51623-12	ЗНОМ-35 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 35000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Per № 912-54	ION7300 Кл. т. 0.5S Per № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,4 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,5 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
11	Белореченская ГЭС, ОРУ-35 кВ, СШ 35 кВ, ВЛ-35 кВ «Белореченская ГЭС – Бжедуховская»	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0.2S Коэф. тр. 300/5 Per № 51623-12	ЗНОМ-35 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 35000/√3/100/√3 Per № 912-54	ION7300 Кл. т. 0.5S Per № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,4 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,5 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005
12	Белореченская ГЭС, Т-1 ввод 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 3000/5 Per № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 10500/100 Per № 51621-12	ION7300 Кл. т. 0.5S Per № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,8 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005
13	Белореченская ГЭС, Т-2 ввод 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 3000/5 Per № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 10000/100 Per № 51621-12	ION7300 Кл. т. 0.5S Per № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,8 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005
14	Белореченская ГЭС, Т-3 ввод 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 3000/5 Per № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 10500/100 Per № 51621-12	ION7300 Кл. т. 0.5S Per № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,8 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
15	Белореченская ГЭС, Т-4 ввод 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 3000/5 Рег № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 10500/100 Рег № 51621-12	ЭНИП-2 Кл. т. 0.5 Рег № 56174-14	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,6 ±0,7 ±0,7 ±1,3 ±0,01	±0,7 ±0,8 ±1,1 ±1,7 ±0,01
16	Белореченская ГЭС, СВВ 1-2 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 3000/5 Рег № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 10500/100 Рег № 51621-12	ION7300 Кл. т. 0.5S Рег № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,8 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005
17	Белореченская ГЭС, СВВ 2-3 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 3000/5 Рег № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 10000/100 Рег № 51621-12	ION7300 Кл. т. 0.5S Рег № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,8 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005
18	Белореченская ГЭС, ТСН-1 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 300/5 Рег № 54717-13	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 10500/100 Рег № 51621-12	ION7300 Кл. т. 0.5S Рег № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,8 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
19	Белореченская ГЭС, ТСН-2 10 кВ	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 300/5 Рег № 54717-13	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 10000/100 Рег № 51621-12	ION7300 Кл. т. 0.5S Рег № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,8 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005
20	Белореченская ГЭС, ТМР-1 10 кВ	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5S Коэф. тр. 300/5 Рег № 54717-13	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 10500/100 Рег № 51621-12	ION7300 Кл. т. 0.5S Рег № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,8 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005
21	Белореченская ГЭС, ТМР-2 10 кВ	ТПЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5S Коэф. тр. 300/5 Рег № 54717-13	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 10000/100 Рег № 51621-12	ION7300 Кл. т. 0.5S Рег № 22898-07	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,7 ±0,9 ±1,3 ±1,3 ±0,005	±0,8 ±1,0 ±1,6 ±1,9 ±0,005
22	Белореченская ГЭС, Т-4 ввод 35 кВ	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0.5S Коэф. тр. 200- 400/5 Рег № 51623-12	ЗНОМ-35 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. 35000/√3/100/√3 Рег № 912-54	ЭНИП-2 Кл. т. 0.5 Рег № 56174-14	Ia, Ib, Ic, Icp Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp Pa, Pb, Pc, Pcp f	±0,6 ±0,6 ±0,6 ±1,2 ± 0,01	±0,7 ±0,7 ±0,7 ±1,3 ± 0,01

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
23	Белореченская ГЭС, ТН-110 кВ I СШ	-	НКФ-110 II У1 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Per № 26452-06	ЭНИП-2 Кл. т. 0.5 Per № 56174-14	Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp f	$\pm 0,6$ $\pm 0,6$ $\pm 0,01$	$\pm 0,7$ $\pm 0,7$ $\pm 0,01$
24	Белореченская ГЭС, ТН-110 кВ II СШ	-	НКФ-123 II ХЛ1 Кл. т. 0.5 Коэф. тр. $110000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Per № 49582-12	ЭНИП-2 Кл. т. 0.5 Per № 56174-14	Ua, Ub, Uc, Ucp Uab, Ubc, Uca, Ucp f	$\pm 0,6$ $\pm 0,6$ $\pm 0,01$	$\pm 0,7$ $\pm 0,7$ $\pm 0,01$

Погрешность ведения времени СТМиС не превышает ± 100 мс.

Примечания

1. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.
2. Погрешность в нормальных и рабочих условиях указана для $\cos\varphi = 0,8$ инд, $I=I_{\text{ном}}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1-24 от плюс 10 до плюс 40 °С.
3. В качестве метрологической характеристики при измерении частоты переменного тока указана допускаемая абсолютная погрешность, Гц.
4. Допускается замена измерительных трансформаторов, преобразователей на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Допускается замена устройства синхронизации времени на одностипные утвержденного типа. Замена оформляется в установленном на объекте порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа СТМиС как его неотъемлемая часть.

В таблице 2 приняты следующие обозначения:

$I_a, I_b, I_c, I_{\text{ср}}$ – действующее значение силы электрического тока по фазам А, В, С и среднее соответственно;

$U_a, U_b, U_c, U_{\text{ср}}$ – действующее значение фазного напряжения по фазам А, В, С и среднее соответственно;

$U_{ab}, U_{bc}, U_{ca}, U_{\text{ср}}$ – действующее значение линейного напряжения по фазам А, В, С и среднее соответственно;

$P_a, P_b, P_c, P_{\text{сум}}$ – активная мощность по фазам А, В, С и среднее соответственно;

f – частота переменного тока.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	24
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ - температура окружающей среды, °C - частота, Гц	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25 от 49,6 до 50,4
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °C: ION 7330, ION 7300, °C ЭНИП-2, °C - температура окружающей среды в месте расположения терминалов микропроцессорных ЭКРА 232, °C - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 _{инд.} до 0,8 _{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +70 от -40 до +60 от -40 до +70 от - 25 до +55 от +10 до +30
Надежность применяемых в СТМиС компонентов: Счетчики ION 7330, ION 7300: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: - среднее время восстановления работоспособности, ч Преобразователь измерительный многофункциональный ЭНИП-2: - 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	120000 2 100000 1 50000 1
Глубина хранения информации Счетчики: - максимальная продолжительность регистрации аварийного режима, мин - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	60 не ограничено 3,5

Надежность системных решений:

– резервирование питания всех компонент СТМиС выполнено посредством автоматического ввода резерва и источников бесперебойного питания;

Защита технических и программных средств СТМиС от несанкционированного доступа:

– клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;

– наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, сервере;

– организация доступа к информации на сервере посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

Возможность коррекции времени в:

– счетчиках (функция автоматизирована);

– цифровых регистраторах (функция автоматизирована);

– ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

– о результатах измерений (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра СТМиС типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 4 – Комплектность СТМиС

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформатор тока	ТШЛ-СЭЩ-10	24
Трансформатор тока	ТФЗМ 123 II-I У1	9
Трансформатор тока	ТВ-СВЭЛ-110	6
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-35	15
Трансформатор тока	ТПЛ-СЭЩ-10	12
Трансформатор напряжения	НКФ-110 II У1	3
Трансформатор напряжения	НКФ-123 II ХЛ1	3
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	3
Трансформатор напряжения	НАЛИ-СЭЩ-10	3
Преобразователь измерительный многофункциональный	ЭНИП-2	5
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ION7330	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ION7300	13
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Терминал микропроцессорный	ЭКРА 232	3
Программное обеспечение	СК-2007	1
Паспорт-Формуляр	РЭСС.411711.АИИС.766.1 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений действующих значений силы электрического тока, среднего по 3-м фазам действующих значений силы электрического тока, действующих значений фазного напряжения, действующих значений линейного напряжения, частоты переменного тока, активной, реактивной и полной мощности с использованием системы

телемеханики и связи (СТМиС) Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», аттестованном ФБУ «Пензенский ЦСМ», уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц 01.00230-2013.

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»

ГОСТ 14014-91 «Приборы и преобразователи цифровые напряжения, тока, сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний»

ГОСТ 26.205-88 «Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия»

ГОСТ Р МЭК 870-4-93 «Устройства и системы телемеханики. Часть 4. Технические требования»

Изготовитель

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Юридический адрес: 600017, область Владимирская, город Владимир, улица Сакко и Ванцетти, 23

Адрес: 600017, г. Владимир, ул. Сакко и Ванцетти, д.23, оф. 9

Телефон: +7(4922) 22-21-62

Факс: +7(4922) 42-31-62

E-mail: post@orem.su

Испытательные центры

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

(ФГУП «ВНИИМС»)

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

Телефон: +7(495)437-55-77

Факс: +7(495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № 30004-13

В части вносимых изменений

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области»

(ФБУ «Пензенский ЦСМ»)

Адрес: 440028, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20

Телефон (факс): +7 (8412) 49-82-65

Web-сайт: www.penzacsm.ru

E-mail: info@penzacsm.ru

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311197