

Приложение № 5
к сведениям о типах средств
измерений, прилагаемым
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» декабря 2020 г. № 2120

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС» предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из трех уровней:

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

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), устройство синхронизации системного времени, и технические средства приема-передачи данных;

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), работающий под управлением программного обеспечения «Пирамида». Для передачи данных от УСПД на уровень ИВК в сервер используются проводные линии связи (RS-485, RS-232). Данные из сервера передаются на хранение в сервер базы данных по локальной вычислительной сети (ЛВС) филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС», построенных на базе технологии Fast Ethernet. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи автоматизированных рабочих мест оператора, установленных в соответствующих службах филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС». Данные с сервера и сервера баз данных передаются по ЛВС филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС» с применением технологии клиент-сервер. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных «ИКМ-Пирамида» и сервера базы данных.

ИИК, ИВКЭ, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей 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, реактивной 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 минут;

- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

УСПД в составе ИВКЭ осуществляет:

- один раз в 30 минут опрос счетчиков электрической энергии и сбор результатов измерений;
- хранение результатов измерений в базе данных;
- передачу результатов измерений в ИВК.
- синхронизацию (коррекцию) времени в УСПД и коррекцию времени в счетчиках; ИВК обеспечивает выполнение следующих функций:
- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИВК;
- синхронизацию времени в сервере БД с возможностью коррекции времени в счетчиках электроэнергии и УСПД;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

Синхронизация АИИС КУЭ обеспечивается станционной системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, всех УСПД и сервера и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени осуществляется, не реже одного раза в сутки, по протоколу SNTP от дублированных серверов точного времени ССВ-1Г, Коммуникация ИВК с СОЕВ осуществляется по ЛВС филиала.

Коррекция времени счетчиков и УСПД производится автоматически при рассогласовании с системным временем более чем на ± 1 с.

Программное обеспечение

В ИВК используется программное обеспечение из состава системы информационно-измерительной контроля и учета энергопотребления «Пирамида». Метрологически значимая часть программного обеспечения и ее идентификационные признаки приведены в таблице 1

Таблица 1

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4

Окончание таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование ПО	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование ПО	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование ПО	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование ПО	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование ПО	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование ПО	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование ПО	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование ПО	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Программное обеспечение имеет защиту от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствующую уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ГТ	ТН	Счетчик	УСПД, СОЕВ, Сервер,
1	2	3	4	5	6
1	Новосибирская ГЭС, Г1	GSR Кл.т. 0,2 Ктт = 4000/5 Рег. № 25477-08	UGE Кл.т. 0,2 Ктн = 13800/√3/100/√3 Рег. № 25475-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сикон С10, Рег. № 21741-03, ССВ-1Г, Рег. № 58301-14, сервер с ПО «Пирамида»
2	Новосибирская ГЭС, Г2	ТВ-ЭК Кл.т. 0,2 Ктт = 4000/5 Рег. № 39966-10	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 13800/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
3	Новосибирская ГЭС, Г3	ТВ-ЭК Кл.т. 0,2 Ктт = 4000/5 Рег. № 39966-10	ЗНОЛ-ЭК-15 Кл.т. 0,2 Ктн = 13800/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сикон С10, Рег. № 21741- 03, ССВ-1Г, Рег. № 58301-14, сервер с ПО «Пирамида»
4	Новосибирская ГЭС, Г4	ТВ-ЭК Кл.т. 0,2 Ктт = 4000/5 Рег. № 39966-10	ЗНОЛ-ЭК-10 Кл.т. 0,2 Ктн = 13800/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
5	Новосибирская ГЭС, Г5	ТВ-ЭК Кл.т. 0,2 Ктт = 4000/5 Рег. № 39966-10	ЗНОЛ-ЭК-15 Кл.т. 0,2 Ктн = 13800/√3/100/√3 Рег. № 47583-11	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
6	Новосибирская ГЭС, Г6	ТВ-ЭК Кл.т. 0,2 Ктт = 4000/5 Рег. № 39966-10	ТЭС Кл.т. 0,2 Ктн = 13800/√3/100/√3 Рег. № 51637-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
7	Новосибирская ГЭС, Г7	ТВ-ЭК Кл.т. 0,2 Ктт = 4000/5 Рег. № 39966-10	ТЭС Кл.т. 0,2 Ктн = 13800/√3/100/√3 Рег. № 51637-12	СЭТ-4ТМ.03 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
8	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С1Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Инская I цепь (К-13)	VIS WI Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	
9	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С2Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Инская II цепь (К-14)	VIS WI Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	
10	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С1Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская I цепь (К-15)	VIS WI Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
11	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С2Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская II цепь (К-16)	VIS WI Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	Сикон С10, Рег. № 21741- 03, ССВ-1Г, Рег. № 58301-14, сервер с ПО «Пирамида»
12	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С1Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская III цепь с отпайками (К-17)	VIS WI Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	
13	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С2Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская IV цепь с отпайками (К-18)	VIS WI Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	
14	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С1Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Ордынская I цепь с отпайками (З-27)	VIS WI Кл.т. 0,2S Ктт = 750/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	
15	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С2Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Ордынская II цепь с отпайками (З-28)	VIS WI Кл.т. 0,2S Ктт = 750/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	
16	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С1Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Научная II цепь с отпайками (Ю-2)	VIS WI Кл.т. 0,2S Ктт = 1000/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	Новосибирская ГЭС, ОРУ-110 кВ, С2Ш1 110, ВЛ 110 кВ Новосибирская ГЭС – Научная I цепь с отпайками (Ю-1)	ТВ-110/50 Кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 3190-72	СРВ 123 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	Сикон С10, Рег. № 21741- 03, ССВ-1Г, Рег. № 58301-14, сервер с ПО «Пирамида»
18	Новосибирская ГЭС, ОРУ - 110 кВ, ШСВ1	VIS WI Кл.т. 0,2S Ктт = 750/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	
19	Новосибирская ГЭС, ОРУ - 110 кВ, ШСВ2	VIS WI Кл.т. 0,2S Ктт = 750/5 Рег. № 37750-08	СРВ 123 Кл.т. 0,2 Ктн = 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	
20	Новосибирская ГЭС, ОРУ-220 кВ, ШЗ 220, ВЛ 220 кВ Новосибирская ГЭС – Научная (255)	ТВ-220 Кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 20644-05	СРВ 245 Кл.т. 0,2 Ктн = 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	
21	Новосибирская ГЭС, ОРУ-220 кВ, Ш4 220, ВЛ 220 кВ Новосибирская ГЭС – Тулинская (256)	ТВ-220 Кл.т. 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 20644-05	СРВ 245 Кл.т. 0,2 Ктн = 220000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 47844-11	СЭТ- 4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	
22	Новосибирская ГЭС, КРУ 6 кВ, С2Ш 6, яч. №34, Шлюз	ТЛО-10 Кл.т. 0,5S Ктт = 100/5 Рег. № 25433-08	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 Ктн = 6000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	СЭТ- 4ТМ.02.2-13 Кл.т. 0,5S/0,5 Рег. № 20175-01	

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 таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена устройства сбора и передачи данных, устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденного типа. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, внося изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %	$\delta_{w_0}^A$ %	$\delta_{w_0}^P$ %
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7	0,50	-	-	±2,0	±1,5	±1,2	±0,9	±0,9	±0,8
	0,80	-	-	±1,3	±2,0	±0,8	±1,1	±0,6	±1,0
	0,87	-	-	±1,2	±2,2	±0,7	±1,3	±0,6	±1,1
	1,00	-	-	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-
8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 19	0,50	±2,1	±1,9	±1,6	±1,8	±1,1	±1,2	±1,1	±1,2
	0,80	±1,5	±2,2	±1,3	±1,9	±0,9	±1,3	±0,9	±1,3
	0,87	±1,5	±2,4	±1,3	±2,0	±0,8	±1,4	±0,8	±1,4
	1,00	±1,4	-	±0,8	-	±0,7	-	±0,7	-
17, 20, 21	0,50	-	-	±5,4	±2,9	±2,8	±1,7	±2,0	±1,4
	0,80	-	-	±3,0	±4,5	±1,6	±2,4	±1,2	±1,9
	0,87	-	-	±2,6	±5,5	±1,4	±2,9	±1,1	±2,2
	1,00	-	-	±1,8	-	±1,1	-	±0,9	-
22	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %	δ_w^A %	δ_w^P %
1, 2, 3, 4, 5, 6, 7	0,50	-	-	±2,1	±2,0	±1,3	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	-	-	±1,4	±2,4	±0,9	±1,8	±0,8	±1,7
	0,87	-	-	±1,3	±2,6	±0,9	±1,9	±0,8	±1,7
	1,00	-	-	±1,0	-	±0,6	-	±0,6	-
8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 18, 19	0,50	±2,5	±3,2	±2,1	±3,2	±1,7	±2,9	±1,7	±2,9
	0,80	±2,0	±3,4	±1,9	±3,3	±1,6	±3,0	±1,6	±3,0
	0,87	±2,0	±3,5	±1,9	±3,3	±1,6	±3,0	±1,6	±3,0
	1,00	±1,9	-	±1,1	-	±1,1	-	±1,1	-
17, 20, 21	0,50	-	-	±5,6	±3,9	±3,1	±3,1	±2,4	±3,0
	0,80	-	-	±3,3	±5,2	±2,1	±3,6	±1,8	±3,2
	0,87	-	-	±3,0	±6,1	±2,0	±3,9	±1,7	±3,4
	1,00	-	-	±2,0	-	±1,3	-	±1,2	-
22	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
	0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
	0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-

Допускаемая погрешность СОЕВ ±5 с/сутки.

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

$\delta_{w_0}^A$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

$\delta_{w_0}^P$ – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;
 δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	22
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков и УСПД - для сервера	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	Автоматическое
Формирование базы данных с указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИВКЭ и ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения по каждой фазе;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;

- переход на летнее/зимнее время;
- нарушение защиты ИВК;
- отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на УСПД.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра 121657.422222.001 .ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТЛО-10	3
Трансформаторы тока	ТВ-ЭК	18
Трансформаторы тока	GSR	3
Трансформаторы тока	ТВ-110/50	3
Трансформаторы тока	VIS WI	33
Трансформаторы тока	ТВ-220	6
Трансформаторы напряжения	TJC	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-15	6
Трансформаторы напряжения	СРВ 245	6
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	9
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	6
Трансформаторы напряжения	UGE	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	3
Счетчики	СЭТ-4ТМ.03	7
Счетчики	СЭТ-4ТМ.02.2-13	15
УСПД	Сикон С10	3
СОЕВ	ССВ-1Г	2
ИВК, сервер с ПО	«Пирамида»	1
Формуляр	121657.422222.001.ФО	1
Методика поверки	МП-271-РА.RU.310556-2020	1

Поверка

осуществляется по документу МП-271-РА.RU.310556-2020 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС». Методика поверки», утвержденному Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ» 13.07.2020 г.

Основные средства поверки:

- в соответствии с «Методикой выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», аттестованной ФГУП «СНИИМ» 24 апреля 2014 г. (регистрационный № ФР.1.34.2014.17814);

- устройство синхронизации частоты и времени Метроном версии 300 (Рег. № 56465-14);

- для поверки измерительных компонентов, входящих в состав АИИС КУЭ применяются средства поверки, указанные в методиках поверки, утвержденных при утверждении типа измерительных компонентов.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС»» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Филиала ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС»

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

Изготовитель

Филиал публичного акционерного общества «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС» (Филиал ПАО «РусГидро» - «Новосибирская ГЭС»)

ИНН: 2460066195

Юридический адрес: 660017, г. Красноярск, ул. Дубровинского, д. 43, корп. 1

Адрес: 630056, г. Новосибирск, ул. Новоморская, 4

Телефон: +7 (383) 345-06-30

Испытательный центр

Западно-Сибирский филиал Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский научно-исследовательский институт физико-технических и радиотехнических измерений» (Западно-Сибирский филиал ФГУП «ВНИИФТРИ»)

Адрес: 630004, Российская Федерация, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон (факс): +7 (383) 210-08-14, +7 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.