

ПРИЛОЖЕНИЕ
к приказу Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» января 2022 г. № 52

Сведения
об утвержденных типах средств измерений, подлежащие изменению
в части конструктивных изменений, не влияющих на метрологические характеристики средств измерений

№ п/п	Наименование типа	Обозначение типа	Заводской номер	Регистраци- онный номер в ФИФ	Правообладатель	Отменяемая методика поверки	Действие методик поверки сохраняется	Устанавливаемая методика поверки	Заявитель	Юридическое лицо, выдавшее заключение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Коршуновский ГОК»	-	001	68596-17	-	МП ИРМ-001-2017	-	МП ИРМ-001-2017 с изменением № 1	Акционерное общество «Электросеть» (АО «Электросеть»), Кемеровская область, г. Междуреченск	ООО «Метрологический сервисный центр», г. Красноярск
2.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Невинномысская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»	-	500	82858-21	Публичное акционерное общество «Энел Россия» (ПАО «Энел Россия»), г. Екатеринбург	-	МП-312235-145-2021	-	Публичное акционерное общество «Энел Россия» (ПАО «Энел Россия»), г. Екатеринбург	ООО «Энергокомплекс», г. Москва

3.	Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Курская атомная станция»	-	422200.09 4	66242-16	Акционерное общество «Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» (АО «Концерн Росэнергоатом»), г. Москва	-	МП 4222-02-7730035496-2016	-	Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Курская атомная станция» (Курская АЭС), Курская обл., г. Курчатова	ООО «Энергокомплекс», г. Москва
----	---	---	----------------	----------	--	---	----------------------------	---	---	---------------------------------

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» января 2022 г. № 52

Регистрационный № 66242-16

Лист № 1
Всего листов 17

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Курская атомная станция»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Курская атомная станция» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения, отображения данных, формирования отчетных документов и передачи информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии, а также нарастающим итогом на начало расчетного периода, используемое для формирования данных коммерческого учета;
- периодический (1 раз в 30 минут) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин) и данных о состоянии средств измерений;
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации и от несанкционированного доступа и данных о состоянии средств измерений;
- передача результатов измерений в XML-формате по электронной почте коммерческому оператору (КО) и внешним организациям с электронной подписью;
- обеспечение по запросу КО дистанционного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений с сервера (АРМа) ИВК АИИС КУЭ на всех уровнях АИИС КУЭ;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- формирование данных о состоянии средств измерений («Журналы событий»);
- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень - измерительно-вычислительный комплекс электроустановки ИВКЭ, включающий в себя сервер сбора, обработки и хранения данных Курской атомной станции (далее - сервер станции) с установленным серверным программным обеспечением (ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (основное устройство), NTP-сервер точного времени типа LANTIME M300/GPS (резервное устройство) и тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ (резервное устройство), автоматизированные рабочие места операторов АИИС КУЭ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих, выполняющих сбор информации с нижнего уровня, ее обработку и хранение, передачу на верхний уровень;

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер сбора, обработки и хранения данных АО «Концерн Росэнергоатом» (далее по тексту - сервер АО «Концерн Росэнергоатом») с установленным серверным ПО «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (основное устройство), тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ (резервное устройство), автоматизированные рабочие места операторов АИИС КУЭ, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным цепям поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Сервер станции автоматически в заданные интервалы времени (30 мин) производит считывание из счетчиков данных коммерческого учета электроэнергии и записей журнала событий. Сервер станции производит приведение результатов измерений к реальным значениям с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и трансформаторов напряжения. После поступления в сервер станции считанной информации данные обрабатываются и записываются в энергонезависимую память (заносятся в базу данных).

Сервер АО «Концерн Росэнергоатом» автоматически в заданные интервалы времени (30 мин) производит считывание из сервера станции данных коммерческого учета электроэнергии и записей журнала событий. Считанные данные подвергаются дальнейшей обработке и записываются в энергонезависимую память сервера АО «Концерн Росэнергоатом» (заносятся в базу данных).

Обмен информацией счетчиков и сервера станции происходит по проводным и оптическим линиям ЛВС Курской атомной станции с использованием протоколов RS-485 и Ethernet. Обмен информацией между сервером станции и сервером АО «Концерн Росэнергоатом» происходит по корпоративной сети передачи данных АО «Концерн Росэнергоатом» с использованием протокола Ethernet. При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков производится в автономном режиме с использованием инженерного пульта (ноутбука) через встроенный оптический порт счетчиков.

Передача информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках регламента ОРЭМ осуществляется с уровня ИВК по электронной почте с помощью сети Internet в виде файла формата XML. Результаты измерений электроэнергии передаются в целых числах. При необходимости файл подписывается электронной цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ для передачи данных построены:

- от ИИК точек измерения (ТИ) в ИВКЭ предприятия посредством двухпроводной линии («витая пара»), и далее, через преобразователь по оптоволоконным линиям,
- от ИВКЭ предприятия в ИВК АО «Концерн Росэнергоатом» посредством локальной сети Ethernet,
- от ИВК АО «Концерн Росэнергоатом» во внешние системы посредством глобальной сети Internet.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с единым системным временем.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), которая выполняет законченную функцию измерений времени и формируется на всех уровнях АИИС КУЭ. СОЕВ включает в себя устройства синхронизации системного времени (УССВ) на основе устройств синхронизации системного времени УССВ-2, NTP-сервера точного времени типа LANTIME M300/GPS, тайм-серверов, входящих в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ», часы сервера станции, сервера АО «Концерн Росэнергоатом» и счетчиков. УССВ осуществляют прием и обработку сигналов глобальной навигационной спутниковой системой ГЛОНАСС/GPS, по которым осуществляет синхронизацию собственных часов со шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU).

Сравнение системного времени сервера станции и УССВ-2 происходит по сигналам УССВ-2, подключенного к серверу станции, не реже одного раза в 60 мин, при этом коррекция времени проводится при расхождении показаний часов сервера станции и УССВ-2 на величину ± 1 с. Сравнение показаний часов счетчиков и сервера станции происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 минут, синхронизация осуществляется при расхождении показаний часов счетчика и сервера станции на величину ± 2 с.

Сравнение системного времени сервера АО «Концерн Росэнергоатом» и УССВ-2 происходит по сигналам УССВ-2, подключенного к серверу АО «Концерн Росэнергоатом», не реже одного раза в 60 мин, при этом коррекция времени проводится при расхождении показаний часов сервера АО «Концерн Росэнергоатом» и УССВ-2 на величину ± 1 с.

В качестве резервных источников синхронизации времени сервера станции используются: NTP-сервер точного времени типа LANTIME M300/GPS. В этом случае коррекция системного времени сервера станции производится не реже одного раза в 60 мин по сигналам от резервного источника синхронизации времени, подключенного к серверу станции, при расхождении показаний часов сервера станции и резервного источника синхронизации времени на величину ± 1 с и тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ», позволяющих получать шкалу точного времени по протоколу NTP с погрешностью передачи сигналов ± 10 мс. В этом случае коррекция системного времени сервера станции производится не реже одного раза в 60 мин при расхождении показаний часов сервера станции и резервного источника синхронизации времени на величину ± 1 с.

В качестве резервного источника синхронизации времени АО «Концерн Росэнергоатом» используются сигналы точного времени от Государственного первичного эталона времени и частоты с использованием группы тайм-серверов ФГУП «ВНИИФТРИ», входящих в комплекс технических средств эталона и позволяющих получать шкалу точного времени по протоколу NTP с погрешностью передачи сигналов ± 10 мс. В этом случае коррекция системного времени сервера ИВК производится не реже одного раза в 60 мин при расхождении показаний часов сервера ИВК и резервного источника синхронизации времени на величину ± 1 с.

Факты коррекции шкал времени часов компонентов АИИС КУЭ регистрируются в журналах событий счетчиков, сервера станции и сервера ИВК.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке. Заводской номер средства измерений наносится в паспорт-формуляр АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1.

Уровень защиты ПО «АльфаЦЕНТР» от непреднамеренных и преднамеренных изменений предусматривает ведение журналов фиксации ошибок, фиксации изменений параметров, защиты прав пользователей и входа с помощью пароля, защиты передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора программного обеспечения	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 5.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование присоединения	Состав измерительного канала							Вид электроэнергии
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик	ИВКЭ	УССВ уровня ИВКЭ	ИВК	УССВ уровня ИВК	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ТГ-1	ТШЛ20Б-III Класс точности (КТ 0,5) 18000/5 Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (Рег. №) 4242-74	GSES 24D КТ 0,2 20000/√3/100/√3 Рег. № 48526-11	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Сервер станции	УССВ-2, рег. № 54074-13 (основной), NTP-сервер точного времени типа LANTIME 300/GPS (резервный), тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	УССВ-2, рег. № 54074-13 (основной), тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Активная, реактивная
2	ТГ-2	ТШЛ20Б-III КТ 0,5 18000/5 Рег. № 4242-74	GSES 24D КТ 0,2 20000/√3/100/√3 Рег. № 48526-11	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					
3	ТГ-3	ТШЛ20Б-III КТ 0,2 18000/5 Рег. № 4242-74	GSES 24D КТ 0,2 20000/√3/100/√3 Рег. № 48526-11	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					
4	ТГ-4	ТШЛ20Б-III КТ 0,2 18000/5 Рег. № 4242-74	GSES 24D КТ 0,2 20000/√3/100/√3 Рег. № 48526-11	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					
5	ТГ-5	ТШЛ20Б-III КТ 0,2 18000/5 Рег. № 4242-74	GSES 24D КТ 0,2 20000/√3/100/√3 Рег. № 48526-11	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	ТГ-6	ТШЛ20Б-III КТ 0,2 18000/5 Пер. № 4242-74	GSES 24D КТ 0,2 20000/√3/100/√3 Пер. № 48526-11	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	Сервер станции	УССВ-2, рег. № 54074-13 (основной), NTP-сервер точного времени типа LANTIME 300/GPS (резервный), тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	УССВ-2, рег. № 54074-13 (основной), тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Активная, реактивная
7	ТГ-7	ТШЛ20Б-III КТ 0,2 18000/5 Пер. № 4242-74	GSES 24D КТ 0,2 20000/√3/100/√3 Пер. № 48526-11	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11					
8	ТГ-8	ТШЛ20Б-III КТ 0,2 18000/5 Пер. № 4242-74	GSES 24D КТ 0,2 20000/√3/100/√3 Пер. № 48526-11	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11					
9	ВЛ 750 кВ Курская АЭС - ПС Металлур- гическая	SAS 800 КТ 0,2S 3000/1 Пер. № 25121-07	ТЕНMF 765 КТ 0,2 750000/√3/100/√3 Пер. № 55517-13	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11					
			ТЕНMF 765 КТ 0,2 750000/√3/100/√3 Пер. № 55517-13						
			VCU (мод. VCU-765) КТ 0,2 750000/√3/100/√3 Пер. № 53610-13						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	ВЛ 750 кВ Курская АЭС – ПС Новобрянская	SAS 800 КТ 0,2S 3000/1 Пер. № 25121-07	DFK (мод. DFK 765) КТ 0,2 750000/√3/100/√3 Пер. № 72892-18	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	Сервер станции	УССВ-2, рег. № 54074-13 (основной), NTP-сервер точного времени типа LANTIME 300/GPS (резервный), тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	УССВ-2, рег. № 54074-13 (основной), тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Активная, реактивная
		DFK (мод. DFK 765) КТ 0,2 750000/√3/100/√3 Пер. № 72892-18							
		VCU (мод. VCU-765) КТ 0,2 750000/√3/100/√3 Пер. № 53610-13							
11	ВЛ 750 кВ Курская АЭС - ПС Северо - Украинская	SAS 800 КТ 0,2S 3000/1 Пер. № 25121-07	ТЕНMF 765 КТ 0,2 750000/√3/100/√3 Пер. № 55517-13	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11					
		ТЕНMF 765 КТ 0,2 750000/√3/100/√3 Пер. № 55517-13							
		VCU (мод. VCU-765) КТ 0,2 750000/√3/100/√3 Пер. № 53610-13							

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
12	ВЛ 330 кВ Курская АЭС – ПС Южная 1	TG 145-420 (мод. TG 420) КТ 0,2S 1500/1 Пер. № 15651-06	TEMP (мод. TEMP 362) КТ 0,5 $330000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Пер. № 55517-13	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	Сервер станции	УССВ-2, рег. № 54074-13 (основной), NTP-сервер точного времени типа LANTIME 300/GPS (резервный), тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	УССВ-2, рег. № 54074-13 (основной), тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Активная, реактивная
		TG 145-420 (мод. TG 420) КТ 0,2S 1500/1 Пер. № 15651-06	TEMP (мод. TEMP 362) КТ 0,2 $330000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Пер. № 55517-13						
13	ВЛ 330 кВ Курская АЭС – ПС Южная 2	TG 145-420 (мод. TG 420) КТ 0,2S 1500/1 Пер. № 15651-06	ETH-330 УХЛ1 КТ 0,2 $330000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Пер. № 59981-18	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11					
		TG 145-420 (мод. TG 420) КТ 0,2S 1500/1 Пер. № 15651-06	TEMP 362 КТ 0,2 $330000/\sqrt{3}/100/\sqrt{3}$ Пер. № 25474-03						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
14	ВЛ 330 кВ Курская АЭС – ПС Сумы Северная	TG 145-420 (мод. TG 420) КТ 0,2S 1500/1 Рег. № 15651-06	CPB 72-800 (мод. CPB 362) КТ 0,2 330000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Сервер станции	УССВ-2, рег. № 54074-13 (основной), NTP-сервер точного времени типа LANTIME 300/GPS (резервный), тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	УССВ-2, рег. № 54074-13 (основной), тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Активная, реактивная
		TG 145-420 (мод. TG 420) КТ 0,2S 1500/1 Рег. № 15651-06	TEMP (мод. TEMP 362) КТ 0,2 330000/√3/100/√3 Рег. № 55517-13						
15	ВЛ 330 кВ Курская АЭС – ПС Шостка	TG 145-420 (мод. TG 420) КТ 0,2S 1500/1 Рег. № 15651-06	TEMP (мод. TEMP 362) КТ 0,2 330000/√3/100/√3 Рег. № 55517-13	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					
		TG 145-420 (мод. TG 420) КТ 0,2S 1500/1 Рег. № 15651-06	CPB 72-800 (мод. CPB 362) КТ 0,2 330000/√3/100/√3 Рег. № 15853-06						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	ВЛ 330 кВ Курская АЭС - ПС Железнодорожск	TG 145-420 (мод. TG 420) КТ 0,2S 1500/1 Рег. № 15651-06	TEMP (мод. TEMP 362) КТ 0,5 330000/√3/100/√3 Рег. № 55517-13	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Сервер станции	УССВ-2, рег. № 54074-13 (основной), NTP-сервер точного времени типа LAN TIME 300/GPS (резервный), тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	УССВ-2, рег. № 54074-13 (основной), тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Активная, реактивная
		TG 145-420 (мод. TG 420) КТ 0,2S 1500/1 Рег. № 15651-06	TEMP (мод. TEMP 362) КТ 0,2 330000/√3/100/√3 Рег. № 55517-13						
17	ВЛ 330 кВ Курская АЭС – ПС Курская	TG 145-420 (мод. TG 420) КТ 0,2S 1500/1 Рег. № 15651-06	TEMP (мод. TEMP 362) КТ 0,5 330000/√3/100/√3 Рег. № 55517-13	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/05 Рег. № 31857-11					
		TG 145-420 (мод. TG 420) КТ 0,2S 1500/1 Рег. № 15651-06	TEMP (мод. TEMP 362) КТ 0,2 330000/√3/100/√3 Рег. № 55517-13						

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
18	1ТР сторона 6 кВ н.А	ТШЛ-СВЭЛ-10 КТ 0,2S 3000/5 Рег. № 48852-12	НОМ-6 КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Сервер станции	УССВ-2, рег. № 54074-13 (основной), NTP-сервер точного времени типа LANTIME 300/GPS (резервный), тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Сервер АО «Концерн Росэнергоатом»	УССВ-2, рег. № 54074-13 (основной), тайм-серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ» (резервный)	Активная, реактивная
19	1ТР сторона 6 кВ н.Б	ТШЛ-СВЭЛ-10 КТ 0,2S 3000/5 Рег. № 48852-12	НОМ-6 КТ 0,5 6000/√3/100/√3 Рег. № 159-49	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					
20	1ТР сторона 110 кВ	TG145-420 (мод. TG145N) КТ 0,2S 800/1 Рег. № 30489-05	СПА 72-550 (мод. СПА 123) КТ 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15852-06	A1802RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					
21	ВЛ 110 кВ КурскаяАЭС - Льгов с отпайками	TG145-420 (мод. TG145N) КТ 0,2S 800/1 Рег. № 30489-05	СПА 72-550 (мод. СПА 123) КТ 0,2 110000/√3/100/√3 Рег. № 15852-06	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11					

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН, счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Допускается изменение наименований ИК без изменения объекта измерений.

4 Замена компонентов АИИС КУЭ и изменение наименований ИК оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце порядке, с внесением изменений в эксплуатационные документы. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ, как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности и относительной погрешности измерительного канала в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ при измерении активной электрической энергии

Номер измерительного канала	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии δ , %			
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2	1,0	не норм.	$\pm 1,7$	$\pm 0,9$	$\pm 0,7$
	0,8	не норм.	$\pm 2,8$	$\pm 1,5$	$\pm 1,1$
	0,5	не норм.	$\pm 5,3$	$\pm 2,7$	$\pm 1,9$
3-8	1,0	не норм.	$\pm 0,9$	$\pm 0,5$	$\pm 0,4$
	0,8	не норм.	$\pm 1,3$	$\pm 0,7$	$\pm 0,6$
	0,5	не норм.	$\pm 2,0$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$
9, 11, 14, 15, 20, 21	1,0	$\pm 1,0$	$\pm 0,5$	$\pm 0,4$	$\pm 0,4$
	0,8	$\pm 1,3$	$\pm 0,8$	$\pm 0,6$	$\pm 0,6$
	0,5	$\pm 2,0$	$\pm 1,2$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
10,12,13,16,17, 18,19	1,0	$\pm 1,1$	$\pm 0,8$	$\pm 0,7$	$\pm 0,7$
	0,8	$\pm 1,5$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$	$\pm 0,9$
	0,5	$\pm 2,3$	$\pm 1,7$	$\pm 1,4$	$\pm 1,4$
Номер измерительного канала	Коэффициент мощности $\cos\varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электроэнергии в рабочих условиях эксплуатации δ , %			
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1, 2	1,0	не норм.	$\pm 1,8$	$\pm 1,1$	$\pm 0,9$
	0,8	не норм.	$\pm 2,9$	$\pm 1,6$	$\pm 1,2$
	0,5	не норм.	$\pm 5,4$	$\pm 2,8$	$\pm 2,0$
3-8	1,0	не норм.	$\pm 1,1$	$\pm 0,8$	$\pm 0,7$
	0,8	не норм.	$\pm 1,4$	$\pm 1,0$	$\pm 0,9$
	0,5	не норм.	$\pm 2,1$	$\pm 1,3$	$\pm 1,1$

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
9, 11, 14, 15, 20, 21	1,0	±1,2	±0,8	±0,7	±0,7
	0,8	±1,4	±1,1	±0,9	±0,9
	0,5	±2,1	±1,4	±1,1	±1,1
10,12,13,16,17, 18,19	1,0	±1,3	±1,0	±0,9	±0,9
	0,8	±1,6	±1,3	±1,1	±1,1
	0,5	±2,4	±1,8	±1,6	±1,6

Таблица 4 - Пределы допускаемой основной относительной погрешности и относительной погрешности измерительного канала в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ при измерении реактивной электрической энергии

Номер измерительного канала	Коэффициент мощности $\cos\varphi / \sin\varphi$	Пределы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии δ , %			
		$I_{1(2)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1, 2	0,8/0,6	не норм.	±4,3	±2,2	±1,6
	0,5/0,87	не норм.	±2,6	±1,4	±1,1
3-8	0,8/0,6	не норм.	±1,9	±1,1	±1,0
	0,5/0,87	не норм.	±1,5	±0,9	±0,8
9, 11, 14, 15, 20, 21	0,8/0,6	±1,9	±1,4	±1,0	±1,0
	0,5/0,87	±1,5	±1,2	±0,8	±0,8
10,12,13,16,17, 18,19	0,8/0,6	±2,1	±1,7	±1,3	±1,3
	0,5/0,87	±1,6	±1,4	±1,0	±1,0
Номер измерительного канала	Коэффициент мощности $\cos\varphi / \sin\varphi$	Пределы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электроэнергии в рабочих условиях эксплуатации δ , %			
		$I_{1(2)\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120\%}$
1, 2	0,8/0,6	не норм.	±4,6	±2,6	±2,1
	0,5/0,87	не норм.	±3,0	±2,0	±1,8
3-8	0,8/0,6	не норм.	±2,4	±1,8	±1,7
	0,5/0,87	не норм.	±2,1	±1,6	±1,6
9, 11, 14, 15, 20, 21	0,8/0,6	±2,4	±2,0	±1,7	±1,7
	0,5/0,87	±2,1	±1,9	±1,6	±1,6
10,12,13,16,17, 18,19	0,8/0,6	±2,6	±2,2	±1,9	±1,9
	0,5/0,87	±2,2	±2,0	±1,7	±1,7

Примечания:

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

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

3 Погрешность в рабочих условиях указана для температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 10 до плюс 35 °С.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ - температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,8 до 50,2 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - ИК №№ 1-8 - ИК №№ 9-21 - частота, Гц - коэффициент мощности, $\cos \varphi$ температура окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН: - ИК №№ 1-8 - ИК №№ 9-21 - для электросчетчиков - для УССВ	от 90 до 110 от 5 до 120 от 1(2) до 120 от 49,6 до 50,4 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от +1 до +55 от -45 до +40 от -40 до +65 от -10 до +55
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИВКЭ, ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 35000 24 0,99 1
Глубина хранения информации Электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 3,5 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Защита технических и программных средств АИИС КУЭ от несанкционированного доступа:

- клеммники вторичных цепей измерительных трансформаторов имеют устройства для пломбирования;
- панели подключения к электрическим интерфейсам счетчиков защищены механическими пломбами;
- наличие защиты на программном уровне - возможность установки многоуровневых паролей на счетчиках, серверах;

- организация доступа к информации ИВКЭ, ИВК посредством паролей обеспечивает идентификацию пользователей и эксплуатационного персонала;

- защита результатов измерений при передаче.

Наличие фиксации в журнале событий счетчика следующих событий:

- фактов параметрирования счетчика;
- фактов пропадания напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
- по результатам автоматической самодиагностики;
- перерывы питания электросчетчика с фиксацией времени пропадания и восстановления;
- фактов коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени.

Возможность коррекции времени в:

- счетчике (функция автоматизирована);
- серверах (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 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	ТШЛ20Б-III	24 шт.
Трансформаторы тока	SAS 800	9 шт.
Трансформаторы тока	TG 420	36 шт.
Трансформаторы тока	ТШЛ-СВЭЛ-10	6 шт.
Трансформаторы тока	TG145-420 (мод. TG145N)	6 шт.
Трансформаторы напряжения	GSES 24D	24 шт.
Трансформаторы напряжения	ТЕНMF 765	12 шт.
Трансформаторы напряжения	TEMP (мод. TEMP 362)	27 шт.
Трансформаторы напряжения	TEMP 362	3 шт.
Трансформаторы напряжения	ETH-330 УХЛ1	3 шт.
Трансформаторы напряжения	VCU (мод. VCU-765)	9 шт.
Трансформаторы напряжения	DFK (мод. DFK 765)	6 шт.
Трансформаторы напряжения	CPB 72-800 (мод. CPB 362)	6 шт.
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	4 шт.
Трансформаторы напряжения	CPA 72-550 (мод. CPA 123)	3 шт.

Продолжение таблицы 6

1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RAL-P4G-DW-4	20 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1802RAL-P4GB-DW-4	1 шт.
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1 шт.
Сервер станции совместимый с платформой x86	-	1 шт.
Сервер АО «Концерн Росэнергоатом» совместимый с платформой x86	-	1 шт.
АРМ (системный блок, монитор, принтер, ИБП)	-	5 шт.
Устройства синхронизации системного времени	УССВ-2	2 шт.
Резервное устройство синхронизации времени	NTP-сервер точного времени типа LANTIME M300/GPS	1 шт.
Резервное устройство синхронизации времени	Тайм- серверы, входящие в состав эталонов времени и частоты ФГУП «ВНИИФТРИ»	1 шт.
Формуляр	ФО 4222-02-7730035496-2016	1экз.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Курская атомная станция», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Курская атомная станция»

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

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

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

Изготовитель

Акционерное общество «Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» (АО «Концерн Росэнергоатом»)

ИНН 7721632827

Адрес: 109507, г. Москва, ул. Ферганская, д. 25

Телефон: (495) 647-41-89, 517-92-80

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Самарский центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области» (ФБУ «Самарский ЦСМ»)

Адрес: 443013, г. Самара, пр. Карла Маркса, 134

Телефон (факс): (846) 336-08-27

Аттестат аккредитации ФБУ «Самарский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

В части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»

(ООО «Энергокомплекс»)

ИНН: 7444052356

Адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская, д. 130, строение 2

Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» января 2022 г. № 52

Регистрационный № 68596-17

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Коршуновский ГОК»

Назначение средства измерений

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

Описание средства измерений

АИИС КУЭ, построенная на основе ИВК «ИКМ-Пирамида» (Регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений № 45270-10), представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

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

2-й уровень - информационно-вычислительные комплексы электроустановки (ИВКЭ), включающие устройства сбора и передачи данных (УСПД) СИКОН С70 и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер сбора и баз данных (сервер сбора и БД) на базе промышленного контроллера СИКОН С50 с программным обеспечением «Пирамида 2000», расположенный в центре сбора и обработки информации (ЦСОИ) ОАО «Коршуновский ГОК», систему обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующую на всех уровнях иерархии на базе устройства синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

ИИК, ИВКЭ, ИВК, объединенные средствами связи, образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ.

Принцип действия АИИС КУЭ: первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы электронного счетчика электроэнергии. 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. Средние значения активной (реактивной) электрической мощности вычисляются, как средние значения мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал со счетчиков по проводным линиям связи с интерфейсом RS-485 поступает на входы соответствующего GSM-модема и далее по каналам связи стандарта GSM - на входы соответствующего УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер сбора и БД. Для резервирования канала связи между ИИК и ИБКЭ предусмотрены резервные жилы в кабеле интерфейса RS-422/485. Сопряжение УСПД с локальной вычислительной сетью (ЛВС) ОАО «Коршуновский ГОК» и затем с ИБК осуществляется посредством линий связи ЗАО «Электросеть», образуя основной канал передачи данных (GSM модем по GPRS). Резервный канал связи образован посредством коммутируемого соединения (GSM модем по CSD).

На верхнем уровне системы (ИБК) выполняется формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. По запросу измерительная информация поступает на АРМы, где предусмотрены автоматизированный и оперативный режимы работы и выполняется оформление справочных и отчетных документов.

АИИС КУЭ осуществляет обмен и передачу полученной информации в организации - участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ), розничного рынка электроэнергии (РРЭ), АО «СО ЕЭС» через каналы связи в виде xml-файлов форматов, установленных в соответствии с приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности. Передача макетов в АО «АТС» осуществляется с использованием электронной цифровой подписи (ЭЦП) субъекта ОРЭМ. Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

АИИС КУЭ оснащена СОЕВ, функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ со шкалой единого координированного времени UTC с помощью приема сигналов ГЛОНАСС/GPS устройством синхронизации системного времени (УССВ) на базе УСВ-2 (Рег. № 41681-10), имеющего погрешность синхронизации со шкалой координированного времени не более $\pm 0,35$ с. ИБК каждый час сличает и синхронизирует свою шкалу времени со шкалой УССВ, время задержки сигнала составляет менее 0,2 с. При каждом сеансе связи ИБК с УСПД осуществляется сравнение и синхронизация шкал времени (не реже 1 раза в сутки). Корректировка часов УСПД производится при расхождении показаний часов УСПД с часами сервера на величину более ± 1 с.

Внутренние часы счетчиков электрической энергии сличаются и, при необходимости, синхронизируются с часами соответствующего УСПД не реже, чем раз в 30 минут. Коррекция выполняется принудительно со стороны контроллеров при расхождении более ± 1 с, и реализуется программным модулем заводского ПО в счетчике.

Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает $\pm 5,0$ с/сут.

Факты коррекции внутренних часов с фиксацией даты и времени до и после коррекции часов счетчика, УСПД и сервера сбора и БД отражаются в соответствующих журналах событий.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер указывается в формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Коршуновский ГОК».

Программное обеспечение

Все функции АИИС по обработке измерительных и служебных данных реализуются программно. Программное обеспечение имеет модульную структуру, которая обеспечивает построение отказоустойчивого, масштабируемого программно-технического комплекса. В состав ПО АИИС КУЭ входит: специализированное встроенное ПО счетчиков электроэнергии, контроллеров (УСПД) и ПО сервера сбора и БД АИИС КУЭ. Программные средства сервера БД АИИС КУЭ содержат: базовое (системное) ПО, включающее операционную систему ОС Windows 8.1, Windows 2008 Server или выше, прикладное ПО (СУБД Microsoft SQL Server - система управления базами данных) и специализированное ПО «Пирамида2000». Программные средства на АРМ содержат: ОС не ниже «Microsoft Windows XP Professional», программный пакет «MS Office» - набор офисных приложений служит для просмотра отчетных форм и специализированное ПО «Пирамида 2000.АРМ», «Пирамида 2000.Мобильный АРМ».

ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям ГОСТ 8.654-2009, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 г. выдано ФГУП ВНИИМС.

Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2000 »
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3
Алгоритм вычисления контрольной суммы исполняемого кода	MDS
Цифровой идентификатор ПО	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83
Наименование программного модуля ПО	metrology.dll-общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0ЫЫ19065d63da949114dae4
Наименование программного модуля ПО	calcClients.dll- модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета
Цифровой идентификатор ПО	b1959ff70beleb17c83f7b0f6d4a132f

Продолжение таблицы 1

1	2
Наименование программного модуля ПО	calcLeakage.dll- модуль расчета небаланса энергии/мощности
Цифровой идентификатор ПО	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac
Наименование программного модуля ПО	calcLosses.dll - модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах
Цифровой идентификатор ПО	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Наименование программного модуля ПО	parseBin.dll - модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе
Цифровой идентификатор ПО	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Наименование программного модуля ПО	parseIEC.dll - модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК
Цифровой идентификатор ПО	c391d64271acf4055bb2a4d3felf8f48
Наименование программного модуля ПО	parseModbus.dll- модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus
Цифровой идентификатор ПО	ecf532935cala3fd3215049aflfd979f
Наименование программного модуля ПО	parsePiramide.dll- модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида
Цифровой идентификатор ПО	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09
Наименование программного модуля ПО	synchroNSI.dll - модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации
Цифровой идентификатор ПО	lea5429b261fb0e2884f5b356aldle75
Наименование программного модуля ПО	verifyTime.dll- модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени

Интерфейс ПО содержит в себе средства предупреждения пользователя, если его действия могут повлечь изменение или удаление результатов измерений. ПО и конструкция счетчиков, контроллеров и сервера сбора данных после конфигурирования и настройки обеспечивают защиту от несанкционированного доступа и изменения их параметров. Метрологически значимая часть ПО содержит специальные средства защиты, исключающие возможность несанкционированной модификации, загрузки (в том числе загрузки фальсифицированного ПО и данных), считывания из памяти счетчиков, контроллеров и сервера, удаления или иных преднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и базы данных.

Специальными средствами защиты метрологически значимой части ПО и базы данных от преднамеренных изменений являются:

- средства проверки целостности ПО (так, несанкционированная модификация метрологически значимой части ПО проверяется расчётом контрольной суммы для метрологически значимой части ПО и сравнением ее с действительным значением);

- средства обнаружения и фиксации событий (журнал событий);
- средства управления доступом(пароли);
- средства защиты на физическом уровне(пломбирование).

Уровень защиты ПО АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений - высокий (по Р 50.2.077-2014).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет ± 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения.

Границы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК и определяются классами точности применяемых счетчиков и измерительных трансформаторов.

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

Метрологические и технические характеристики

Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИС КУЭ, с указанием непосредственно измеряемой величины, наименования ввода, типов и классов точности средств измерений, представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень и характеристики основных средств измерений, входящих в состав ИК АИИСКУЭ

Номер ИК	Наименование объекта	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ, УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ПС «Коршуни-ха» 220/110/35 кВ, ОРУ-110 кВ, ЛЭП-110 кВ ГОК-1	ТВ-110-IX УХЛ1 КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. №64181-16	НКФ-110-57 КТ 0,5 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. №1188-58	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. №36697-08	УСВ-2 Рег. №41681-10 СИКОН С70 Рег. №28822-05
2	ПС «Коршуни-ха» 220/110/35 кВ, ОРУ-110 кВ, ЛЭП-110 кВ ГОК-2	ТВ-110-IX УХЛ1 КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. №64181-16	НКФ-110-57 КТ 0,5 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. №1188-58	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. №36697-08	
3	ПС «Коршуни-ха» 220/110/35 кВ, ОРУ-110 кВ, ЛЭП-110 кВ ГОК-3	ТВ-110-IX УХЛ1 КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. №64181-16	НКФ-110-57 КТ 0,5 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. №1188-58	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. №36697-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
4	ПС «Коршуни- ха» 220/110/35 кВ, ОРУ-110 кВ, ЛЭП-110 кВ ГОК-4	ТВ-110-IX УХЛ1 КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. №64181-16	НКФ-110-57 КТ 0,5 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. №1188-58	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. №36697-08	УСВ-2 Рег. №41681-10 СИКОН С70 Рег. №28822-05
5	ПС «Коршуни- ха» 220/110/35 кВ, ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Во- довод»	GIF 40,5 КТ 0,2S КТТ 400/5 Рег. №30368-10	ЗНОМ-35 КТ 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. №912-54	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	
6	ПС «Новая Коршуниха» 110/10/6 кВ, 1 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ Т-1	ТВЛМ-10 КТ 0,5 КТТ 1500/5 Рег. №1856-63	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. №2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. №36697-12	
7	ПС «Новая Коршуниха» 110/10/6 кВ, 2 с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ Т-2	ТВЛМ-10 КТ 0,5 КТТ 1500/5 Рег. №1856-63	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. №2611-70	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. №36697-12	
8	ПС «Новая Коршуниха» 110/10/6 кВ, 1 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ Т-1	ТЛМ-10 КТ 0,5 КТТ 1000/5 Рег. №2473-69	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 КТН 10000/100 Рег. №20186-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. №36697-12	
9	ПС «Новая Коршуниха» 110/10/6 кВ, 2 с.ш. 10 кВ, ввод 10 кВ Т-2	ТВЛМ-10 КТ 0,5 КТТ 1000/5 Рег. №1856-63	НАМИ-10-95 УХЛ2 КТ 0,5 КТН 10000/100 Рег. №20186-05	СЭТ- 4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег. №36697-12	
10	ПС «Железно- горская» 35/6 кВ ввод 35 кВ Т-2	ТВ-ЭК М3 УХЛ1 КТ 0,5S КТТ 300/5 Рег. №56255-14	ЗНОМ-35-65 КТ 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. №912-70	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	
11	ПС «Рудногор- ская» (220/110/35 кВ), ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Рудник-1»	ТФЗМ-35А-У1 КТ 0,5 КТТ 600/5 Рег. №3690-73	ЗНОЛ-СВЭЛ-35 III КТ 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. №57878-14	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	ПС «Рудногорская» (220/110/35 кВ), ОРУ-35 кВ, ВЛ-35 кВ «Рудник-2»	ТФЗМ-35А-У1 (ТФН-35М) КТ 0,5 КТТ 600/5 Рег. №3690-73	НАМИ-35 КТ 0,5 КТН 35000/100 Рег. №60002-15	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	УСВ-2 Рег. №41681-10 СИКОН С70 Рег. №28822-05
13	ПС «Радищев» (35/10 кВ), ЗРУ-10 кВ, 1 с.ш., яч. 1	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ 600/5 Рег. №1261-59	НТМИ-10-66 У3 КТ 0,5 КТН 10000/100 Рег. №831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	
14	ПС «Радищев» (35/10 кВ), ЗРУ-10 кВ, Пс.ш., яч. 31	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ 600/5 Рег. №1261-59	НТМИ-10-66 У3 КТ 0,5 КТН 10000/100 Рег. №831-69	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	
15	ПС «Радищев» (35/10 кВ), ШСН-1, ввод от ТСН-1	Т-0,66 КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. №22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	
16	ПС «Радищев» (35/10 кВ), ШСН-2, ввод от ТСН-2	Т-0,66 КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. №22656-07	-	СЭТ-4ТМ.03М.08 КТ 0,2S/0,5 Рег. №36697-12	
17	РП «Промплошадка» (6/0,4 кВ), РУ-6 кВ, 1 с.ш., яч. 1	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ 600/5 Рег. №1261-59	НТМИ-6 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. №831-53	СЕ303 S31503/JAYVZ (12) КТ 0,5S/0,5 Рег. №33446-08	
18	РП «Промплошадка» (6/0,4 кВ), РУ-6 кВ, Пс.ш., яч. 18	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ 600/5 Рег. №1261-59 ТПЛ-10 КТ 0,5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. №2611-70	СЕ303 S31503/JAYVZ (12) КТ 0,5S/0,5 Рег. №33446-08	
19	ЯКНО-6 кВ «Энергопех», Ввод 6 кВ	ТОЛ-СЭЩ-10 КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. №51623-12	ЗНОЛ-СЭЩ-6 КТ 0,5 КТН 6000/√3/100/√3 Рег. №35956-12	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN КТ 0,5S/1,0 Рег. №23345-07	
20	ТНС-8, РУ-0,4 кВ, яч. 1, ввод от КТП-41	ТШ-0,66 КТ 0,5S КТТ 200/5 Рег. №22657-12	-	СЕ303 S31543/JAYVZ (12) КТ 0,5S/0,5 Рег. №33446-08	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
21	ТНС-8, РУ-0,4 кВ, яч. 5, ввод от КТП-40	ТШ-0,66 КТ 0,5S КТТ 200/5 Рег. №22657-12	-	CE303 S31543/JAYVZ (12) КТ 0,5S/0,5 Рег. №33446-08	УСВ-2 Рег. №41681-10 СИКОН С70 Рег. №28822-05
22	ВРЩ-0,4 кВ администра- тивного здания КГОКа, ввод 1 от ТП 6/0,4 кВ №2-1, РУ-0,4 кВ, ф.3	Т-0,66 КТ 0,5S КТТ 400/5 Рег. №22656-07	-	CE303 S31543/JAQVZ КТ 0,5S/0,5 Рег. №33446-08	
23	ВРЩ-0,4 кВ администра- тивного здания КГОКа, ввод 2 от ТП 6/0,4 кВ №2-3, РУ-0,4 кВ, ф.2	ТШ-0,66 КТ 0,5S КТТ 200/5 Рег. №22657-12	-	CE303 S31543/JAQVZ КТ 0,5S/0,5 Рег. №33446-08	
24	ГПП-4 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 1, ЛЭП-6 кВ «Суворовский»	ТПЛ-10 КТ 0,5 КТТ 100/5 Рег. №1276-59	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. №2611-70	CE303 S31503/JAYVZ КТ 0,5S/0,5 Рег. №33446-08	
25	ГПП-4 35/6 кВ, ЗРУ-6 кВ, яч. 3, ЛЭП-6 кВ «Сосновый бор»	ТПЛ-10-М КТ 0,5 КТТ 100/5 Рег. №22192-07	НТМИ-6-66 КТ 0,5 КТН 6000/100 Рег. №2611-70	Меркурий 230ART-00 PQRSIDN КТ 0,5S/1,0 Рег. №23345-07	

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 метрологических характеристик.

2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 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 - Границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении электро-энергии в рабочих условиях применения АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

Номер ИК	'Активная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. cosφ	±δ _{2%P} , % для диапазона W _{P2%≤W_{Ризм}< W_{P5%}}	±δ _{5%P} , % для диапазона W _{P5%≤W_{Ризм}< W_{P20%}}	±δ _{20%P} , % для диапазона W _{P20%≤W_{Ризм}< W_{P100%}}	±δ _{100%P} , % для диапазона W _{P100%≤W_{Ризм}< W_{P120%.}}
	ТТ	ТН	Сч.					
1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	0,2S	0,5	0,2S	1	1,3	1,0	0,9	0,9
				0,8	1,6	1,2	1,1	1,1
				0,5	2,4	1,8	1,6	1,6
10	0,5S	0,5	0,2S	1	1,9	1,2	1,0	1,0
				0,8	2,9	1,8	1,4	1,4
				0,5	5,5	3,0	2,3	2,3
1-4,19	0,5S	0,5	0,5S	1	2,4	1,6	1,5	1,5
				0,8	3,2	2,0	1,8	1,8
				0,5	5,6	3,3	2,6	2,6
15, 16	0,5S	-	0,2S	1	1,8	1,0	0,8	0,8
				0,8	2,8	1,6	1,1	1,1
				0,5	5,3	2,7	1,9	1,9
20-23	0,5S	-	0,5S	1	2,3	1,5	1,4	1,4
				0,8	3,1	1,9	1,6	1,6
				0,5	5,5	3,1	2,2	2,2
11-14	0,5	0,5	0,2S	1	не нормируют	1,9	1,2	1,0
				0,8	не нормируют	2,9	1,7	1,4
				0,5	не нормируют	5,5	3,0	2,3
6-9, 17, 18, 24,25	0,5	0,5	0,5S	1	не нормируют	2,2	1,6	1,5
				0,8	не нормируют	3,1	2,1	1,8
				0,5	не нормируют	5,6	3,2	2,6
Номер ИК	Реактивная электроэнергия и мощность							
	Класс точности			Знач. cosφ /sinφ	±δ _{2%Q} , % для диапазона W _{PQ%≤W_{Qизм}< W_{Q5%}}	± δ _{5%Q} , % для диапазона W _{Q5%≤W_{Qизм}< W_{Q20%}}	± δ _{20%Q} , % для диапазона W _{Q20%≤W_{Qизм}< W_{Q100%}}	± δ _{100%Q} , % для диапазона W _{Q100%≤W_{Qизм}< W_{Q120%}}
	ТТ	ТН	Сч.					
5	0,2S	0,5	0,5	0,8/0,6	2,2	1,8	1,7	1,7
				0,5/0,87	1,8	1,6	1,6	1,6
10	0,5S	0,5	0,5	0,8/0,6	4,5	2,7	2,2	2,2
				0,5/0,87	2,8	1,9	1,7	1,7
1- 4.19	0,5S	0,5	1	0,8/0,6	5,9	4,1	3,6	3,6
				0,5/0,87	4,1	3,4	3,2	3,2
15,16 20-23	0,5S	-	0,5	0,8/0,6	4,4	2,4	1,9	1,9
				0,5/0,87	2,7	1,8	1,6	1,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11-14 17,18 24	0,5	0,5	0,5	0,8/0,6	не нормируют	4,6	2,7	2,2
				0,5/0,87	не нормируют	2,9	2,0	1,8
6-9, 25	0,5	0,5	1	0,8/0,6	не нормируют	5,3	3,9	3,6
				0,5/0,87	не нормируют	4,1	3,4	3,2
Примечания								
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).								
2 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд, значении тока 2 (5) %, и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 15 до плюс 25 °С.								
3 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.								

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	25
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для измерительных трансформаторов - для счетчиков, контроллеров, ИВК и УСВ-2 магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 98 до 102 от 100 до 120 50±0,2 от -60 до +40 20±2 0,5
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц температура окружающей среды, °С: - для измерительных трансформаторов - для счетчиков: - СЭТ-4ТМ.03М и СЕ 303 - Меркурий 230ART - для контроллеров СИКОН С-70 - для ИВК - для УСВ-2 магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2 (5) до 120 50±0,4 от -60 до +45 от -40 до +60 от -40 до +55 от -10 до +50 20±10 от -10 до +50 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	165000 2

Продолжение таблицы 4

1	2
Меркурий 230 ART - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СЕ 303 - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более ИКМ-Пирамида: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСВ-2: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более СИКОН С70: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более Контроллер с функциями ИВК «СИКОН С50»: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	150000 2 220000 2 70000 2 35000 168 70000 24 100000 1
Глубина хранения информации, суток: электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М электросчетчики Меркурий 230ART электросчетчики СЕ 303 СИКОН С70 (УСПД) СИКОН С50	114 85 74 45 3,5 года
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- резервирование питания контроллеров с помощью источника бесперебойного питания (ИБП), а счетчиков с помощью дополнительного питания; резервирование каналов связи от измерительно-информационных комплексов (ИИК) к ИВКЭ (резервный канал связи - резервные жилы кабеля интерфейса RS-485); резервирование каналов связи от ИВКЭ к ИВК (резервный канал связи - коммутируемое соединение GSM); резервирование информации с помощью наличия резервных баз данных, перезагрузки и средств контроля зависания и с помощью резервирования сервера;

- мониторинг состояния АИИС КУЭ с помощью удаленного доступа (возможность съема информации со счетчика автономным способом и визуальный контроль информации на счетчике);

- наличие ЗИП, эксплуатационной документации

Защищенность применяемых компонентов: пломбирование электросчётчиков, промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения, испытательных коробок, контроллеров (УСПД) и сервера.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационных документов на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Количество, шт.
1	2	3
Трансформатор тока	ТВ-110-IX УХЛ1	12
Трансформатор тока	GIF 40,5	3
Трансформатор тока	ТВ-ЭК МЗУХЛ1	3
Трансформатор тока	ТФЗМ-35А-У1 (ТФН-35М)	6
Трансформатор тока	ТВЛМ-10	9
Трансформатор тока	ТЛМ-10	3
Трансформатор тока	ТОЛ-СЭЩ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10	2
Трансформатор тока	ТПЛ-10У3	1
Трансформатор тока	ТПЛ-10-М	1
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	8
Трансформатор тока	Т-0,66	9
Трансформатор тока	ТШ-0,66	9
Трансформатор напряжения	НКФ-110-57	6
Трансформатор напряжения	НАМИ-35	1
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-35	1
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-36-65	1
Трансформатор напряжения	НАМИ-10-95УХЛ2	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-10-66У3	2
Трансформатор напряжения	3хЗНОЛ-СЭЩ-6	3
Трансформатор напряжения	НТМИ-6	2
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	16
Счетчик электрической энергии	Меркурий230АТ	2
Счетчик электрической энергии	СЕ303 S31	7
Контроллеры (УСПД)	СИКОНС-70	7
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-2	1
Контроллер с функциями ИВК	СИКОН С50 ВЛСТ 198.03.000	1
Программное обеспечение	ПО «Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр АИИСКУЭ	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений электрической энергии и мощности на присоединениях ОАО «Коршуновский ГОК», аттестованном АО «ИРМЕТ» в 2017г., свидетельство об аттестации № 06 – RA.RU.312192 – 2017 от 12.10.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Изготовитель

Закрытое акционерное общество «Электросеть» (ЗАО «Электросеть»)

ИНН 7714734225

Юридический адрес: 652873, Кемеровская область, г. Междуреченск, проезд Горького, д.25

Телефон (факс): +7 384 75 32089

E-mail: info@zaoelektroset.ru

Испытательный центр

Акционерное общество «ИРМЕТ» (АО «ИРМЕТ»)

ИНН 3811053048

Юридический адрес: 664050, г. Иркутск, ул. Байкальская, 239, корп. 26А

Адрес: 664075, г. Иркутск, а/я 3857

Web-сайт: www.irmet.ru

E-mail: irmet@es.irkutskenergo.ru

Аттестат аккредитации АО «ИРМЕТ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312192 от 26.04.2017 г.

В части вносимых изменений:

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр» (ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, 6а

Телефон: (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.com

Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «13» января 2022 г. № 52

Регистрационный № 82858-21

Лист № 1
Всего листов 20

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Невинномысская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Невинномысская ГРЭС» ПАО «Энел Россия» (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии, формирования отчетных документов и передачи информации в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и прочим заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

Измерительно-информационные каналы (ИИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

Первый уровень - измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее по тексту - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

Второй уровень - измерительно-вычислительные комплексы электроустановок (ИВКЭ), включающие устройства сбора и передачи данных УСПД RTU-327L, устройство синхронизации системного времени УСВ-2, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру, сервер АИИС КУЭ филиала «Невинномысская ГРЭС» ПАО «Энел Россия» (далее по тексту - сервер АИИС КУЭ), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с нижних уровней, ее обработку и хранение.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- передача результатов участникам ОРЭМ, прием информации о результатах измерений и состоянии средств измерений от смежных субъектов ОРЭМ;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка пломб, паролей и т.п.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (синхронизация часов АИИС КУЭ);
- сбор, хранение и передачу журналов событий счетчиков;
- предоставление дистанционного доступа к компонентам АИИС КУЭ (по запросу).

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Электрическая энергия, как интеграл по времени от мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учета соотнесены с текущим календарным временем. Результаты измерений электроэнергии (W, кВт·ч, Q, кВар·ч) передаются в целых числах.

УСПД один раз в 30 минут опрашивают счетчики, считывают параметры электросети и 30-минутный профиль мощности. Считанные профили используются УСПД для вычисления значений электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН. УСПД выступают в качестве промежуточного хранилища измерительной информации, журналов событий.

Сервер АИИС КУЭ с периодичностью один раз в 30 минут опрашивает УСПД, считывает с них 30-минутные приращения активной и реактивной энергии для каждого канала учета, а также журналы событий счетчиков и УСПД. Считанные данные записываются в базу данных.

Сервер АИИС КУЭ также имеет возможность прямого опроса счетчиков, минуя УСПД.

Сервер АИИС КУЭ осуществляет хранение, предоставление данных для оформления справочных и отчетных документов, формирование xml-файлов формата 80020. АРМ АИИС КУЭ осуществляет передачу xml-файлов формата 80020 в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, филиал АО «СО ЕЭС», смежному субъекту.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для обеспечения единства измерений используется единое календарное время. В СОЕВ входят часы УСВ, счетчиков, УСПД, сервера АИИС КУЭ. В качестве основного устройства синхронизации времени используется УСВ-2 (Рег. № 41681-10), в качестве резервного устройства синхронизации времени - NTP-сервер точного времени. УСВ-2 и NTP-сервер точного времени осуществляют прием сигналов точного времени от GPS-приемников непрерывно.

Сравнение показаний часов УСПД и УСВ-2 (либо NTP-сервера) происходит с цикличностью один раз в 30 минут. Синхронизация часов УСПД и УСВ-2 (NTP-сервера) осуществляется при расхождении показаний часов УСПД и УСВ-2 (NTP-сервера) на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-2 (либо NTP-сервера) происходит с цикличностью один раз в раз в 30 минут. Синхронизация часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-2 (NTP-сервера) осуществляется при расхождении показаний часов сервера АИИС КУЭ и УСВ-2 (NTP-сервера) на величину более чем ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и УСПД происходит при каждом обращении к счетчикам, но не реже одного раза в 30 минут. Синхронизация часов счетчиков и УСПД осуществляется при расхождении показаний часов счетчиков и УСПД на величину более чем ± 2 с.

Знак поверки и заводской номер наносится на свидетельство о поверке.

Программное обеспечение

Идентификационные данные метрологически значимой части ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР»
Идентификационное наименование ПО	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО (по MD5)	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИИК АИИС КУЭ приведен в Таблице 2.

Метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ приведены в Таблице 3.

Таблица 2 - Состав ИИК АИИС КУЭ

№ ИИК	Наименование точки измерений	Состав ИИК					Вид электро энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	ИБКЭ	ИБК	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Г-1	ТШЛ-10 Кл.т. 0,2S 5000/5 Рег. № 3972-03	ЗНОЛП Кл. т 0,5 6300/√3/ 100/√3 Рег. № 23544-07	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл. т 0.2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2, Рег. № 41681-10, RTU-327L, Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактивная
2	Г-2	ТШЛ-СВЭЛ-10 Кл.т. 0,2S 4000/5 Рег. № 67629-17	НОМ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 159-49	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактивная
3	Г-3	ТШВ15Б Кл.т. 0,2 8000/5 Рег. № 5719-03	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 10500/√3/ 100/√3 Рег. № 3344-04	A1802RALXQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	Г-4	ТШЛ Кл.т. 0,2S 8000/5 Рег. № 64182-16	ЗНОЛ Кл.т. 0,5 6300/√3/ 100/√3 Рег. № 46738-11	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2, Рег. № 41681-10, RTU-327L, Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
5	Г-6	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15 Кл.т. 0,5 18000/√3/ 100/√3 Рег. № 1593-62	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
6	Г-7	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15 Кл.т. 0,5 18000/√3/ 100/√3 Рег. № 1593-62	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
7	Г-8	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15 Кл.т. 0,5 18000/√3/ 100/√3 Рег. № 1593-62	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
8	Г-9	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15 Кл.т. 0,5 18000/√3/ 100/√3 Рег. № 1593-62	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
9	Г-10	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15 Кл.т. 0,5 18000/√3/ 100/√3 Рег. № 1593-62	A1802RALXQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
10	Г-11	ТШЛ-20 Кл.т. 0,5 8000/5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15 Кл.т. 0,5 18000/√3/100/√3 Рег.№ 1593-62	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2, Рег. № 41681-10, RTU-327L, Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
11	Невинномыс- ская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, ВЛ 330 кВ Невинномыс- ская ГРЭС- Армавир	TG 420 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06	НАМИ-330 У1 Кл.т. 0,2 330000/√3/ 100/√3 Рег. № 22704-05	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
12	Невинномыс- ская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, ВЛ 330 кВ Невинномыс- ская ГРЭС - ГЭС-2	СА 362 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 23747-02		A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
13	Невинномыс- ская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, ВЛ 330 кВ Невинномыс- ская ГРЭС - ГЭС-4	TG 420 Кл.т.0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06		A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
14	Невинномыс- ская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, ВЛ 330 кВ Невинномыс- ская ГРЭС- Невинно- мысск	СА 362 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 23747-02		A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
15	Невинномыс- ская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, ОВ М-302	TG 420 Кл.т.0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06		A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
16	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Л-222	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11	НАМИ-110- УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2, Рег. № 41681-10, RTU-327L, Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
17	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, яч.12, ВЛ 110 кВ Невинномыс- ская ГРЭС- Южная с от- пайкой на ПС Темнолесская (Л-23)	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
18	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, яч.5, ВЛ 110 кВ Невинномыс- ская ГРЭС-Т- 301 (Л-24)	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
19	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, яч.3, ВЛ 110 кВ Невинномыс- ская ГРЭС- Новая Деревня (Л-25)	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
20	Невинномысская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, яч.15, ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС- Прикубанская (Л- 57)	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11	НАМИ-110- УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2, Рег. № 41681-10, RTU-327L, Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
21	Невинномысская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, яч.10, Л-112	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
22	Невинномысская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, ОВ М-2	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11		A1802RALQ- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			активная реактив- ная
23	Невинномысская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, яч.7, Л- 203/204	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
24	Невинномысская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, яч.17, ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС - Азот №1 (Л-201)	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 30559-11		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
25	Невинномысская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, яч.19, ВЛ 110 кВ Невинномысская ГРЭС - Азот №2 (Л-202)	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 400/5 Рег. № 30559-11		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
26	Невинномысская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.5, Л-382	GIF 40,5 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30368-05	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2, Рег. № 41681-10, RTU-327L, Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
27	Невинномысская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.6, Л-383	GIF Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 29713-06		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
28	Невинномысская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.8, Л-384	GIF Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 29713-06		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
29	Невинномысская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.11, Л-385	GIF Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 29713-06	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
30	Невинномысская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.12, Л-386	GIF Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 29713-06		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
31	Невинномысская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.14, Л-387	GIF 40,5 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30368-05		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
32	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.15, Л-388	GIF 40,5 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30368-05	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2, Рег. № 41681-10, RTU-327L, Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
33	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, яч.16, Л-389	GIF 40,5 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30368-05		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
34	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-35 кВ, ОВ яч.4	GIF Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 43240-09	НАМИ-35 УХЛ1 Кл.т. 0,5 35000/100 Рег. № 19813-00	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
35	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.2, 2Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 6000/√3/ 100/√3 Рег. № 23544-07	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
36	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.4, 4Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
37	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.6, 6Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
38	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.9, 9Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 $6000/\sqrt{3}/$ $100/\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2, Рег. № 41681-10, RTU-327L, Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
39	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.10, 10Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
40	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.11, Кл 6 кВ 11Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			активная реактив- ная
41	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.12, 12Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
42	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.18, 18Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 $6000/\sqrt{3}/$ $100/\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
43	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.20, 20Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
44	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.23, 23Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 6000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 23544-07	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2, Рег. № 41681-10, RTU-327L, Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
45	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.26, 26Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
46	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.27, 27Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
47	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.29, 29Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
48	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.30, 30Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
49	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.32, 32Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
50	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.40, 40Ш А	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 6000/√3/ 100/√3 Рег. № 23544-07	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2, Рег. № 41681-10, RTU-327L, Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
51	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.40, 40Ш Б	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
52	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.42, 42Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 600/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
53	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.43, 43Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
54	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.44, 44Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
55	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.45, КЛ 6 кВ 45Ш	ТПОЛ-10 Кл.т. 0,5S 100/5 Рег. № 47958-11		A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
56	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.47, КЛ 6 кВ 47Ш	ТПОЛ Кл.т. 0,5S 1000/5 Рег. № 47958-11	ЗНОЛП Кл.т. 0,5 6000/√3/ 100/√3 Рег. № 23544-07	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2, Рег. № 41681-10, RTU-327L, Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
57	Невинномыс- ская ГРЭС, ГРУ-6 кВ, яч.48, 48Ш	ТПОЛ 10 Кл.т. 0,5S 1500/5 Рег. № 1261-02		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
58	ТГ-14	ЖКQ Кл.т. 0,2S 7000/1 Рег. № 41964-09	TJC 6-G Кл.т. 0,2 15750/√3/ 110/√3 Рег. № 49111-12	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			активная реактив- ная
59	ТГ-15	ЖКQ Кл.т. 0,2S 12000/1 Рег. № 41964-09	TJC 6-G Кл.т. 0,2 20000/√3/ 110/√3 Рег. № 49111-12	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			активная реактив- ная
60	Невинномыс- ская ГРЭС, ЗРУ-110 кВ, яч.22, КЛ 110 кВ Л-205	ТВИ-110 Кл.т. 0,2S 600/5 Рег. № 30559-11	НАМИ-110- УХЛ1 Кл.т. 0,2 110000/√3/ 100/√3 Рег. № 24218-08	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
61	ПС 135, П с 6 кВ, яч.20, ВЛ-20	ТПОЛ Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 47958-11	НАМИТ-10 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 16687-02	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
62	ПС 55, I с 6 кВ, яч.1, ТСН ОРУ-330	ТПОЛ Кл.т. 0,2S 100/5 Рег. № 47958-11	НТМИ-6 Кл.т. 0,5 6000/100 Рег. № 831-53	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	УСВ-2, Рег. № 41681-10, RTU-327L, Рег. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная
63	Невинномыс- ская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, яч. 4, ВЛ 330 кВ ГС-1	TG 420 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06	НАМИ-330 У1 Кл.т. 0,2 330000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 22704-05	A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			активная реактив- ная
64	Невинномыс- ская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, яч. 5, ВЛ 330 кВ ГС-2	TG 420 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			активная реактив- ная
65	Невинномыс- ская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, яч. 9, ВЛ 330 кВ ГС-3	TG 420 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06		A1802RAL- P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06			активная реактив- ная
66	Невинномыс- ская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, яч. 10, ВЛ 330 кВ ГС-4	TG 420 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06		A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная
67	Невинномыс- ская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, яч. 12, ВЛ 330 кВ ГС-5	TG 420 Кл.т. 0,2S 2000/1 Рег. № 15651-06		A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11			активная реактив- ная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8
68	Невинномыс- ская ГРЭС, ОРУ-330 кВ, яч. 13, ВЛ 330 кВ ГС-6	TG 420 Кл.т. 0,2S 2000/1 Пер. № 15651-06	НАМИ-330 У1 Кл.т. 0,2 330000/ $\sqrt{3}$ / 100/ $\sqrt{3}$ Пер. № 22704-05	A1802RALXQ -P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	UCB-2, Пер. № 41681-10, RTU-327L, Пер. № 41907-09	Dell Power Edge	активная реактив- ная

Примечания

1 Допускается изменение наименования ИК без изменения объекта измерений.

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

3 Допускается замена УССВ и УСПД на аналогичные утвержденных типов.

4 Изменение наименования ИК и замена средств измерений 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 метрологические характеристики ИИК АИИС КУЭ

Номера ИК	Вид электроэнергии	Границы основной погрешности (±δ), %	Границы погрешности в рабочих условиях (±δ), %
1	2	3	4
1 – 4, 26 – 34, 61, 62	Активная	0,8	2,2
	Реактивная	1,6	2,1
5 – 10	Активная	1,1	5,5
	Реактивная	2,3	2,9
11 – 21, 23 – 25, 60, 66, 67	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,0
22, 58, 59, 63 – 65, 68	Активная	0,5	2,0
	Реактивная	1,1	2,1
35 – 39, 41 – 57	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	2,8
40	Активная	1,1	4,8
	Реактивная	2,3	3,1
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5	
Примечания			
1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).			
2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие Р = 0,95.			
3 Погрешность в рабочих условиях указана для тока 2(5)% I _{ном} , cosφ = 0,5 _{инд} и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 5 до плюс 35°С.			

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °C: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ 31819.21-2012, ГОСТ 31819.22 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ 26035-83, ТУ 4228-011-29056091-05	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +18 до +23

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - диапазон рабочих температур окружающей среды, °C: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД RTU-327L - для УСВ-2	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -40 до +35 от -40 до +65 от +1 до +50 от -25 до +60
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более УСПД RTU-327L: - наработка на отказ, ч, не менее - время восстановления, ч, не более ИВК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 35000 24 0,99 1
Глубина хранения информации ИИК: - счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИВКЭ: - УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, сут, не менее ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 45 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера, УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал УСПД:
 - параметрирования;

- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком;

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - серверов;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - установка пароля на счетчики электрической энергии;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на серверы.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Кол.
1	2	3
Трансформаторы тока	ТШЛ-20	18
	ТШЛ-10	3
	ТШЛ-СВЭЛ-10	3
	ТШВ15Б	3
	ТШЛ	3
	TG-420	27
	СА 362	6
	ТВИ-110	33
	GIF 40,5	12
	GIF	15
	ТПОЛ 10	42
	ТПОЛ-10	2
	ТПОЛ	6
	JKQ	6

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП	12
	НОМ-6	2
	ЗНОЛ.06	3
	ЗНОЛ	3
	ЗНОМ-15	18
	НАМИ-330-У1	6
	НАМИ-110-УХЛ1	6
	НАМИ-35-УХЛ1	3
	TJC 6-G	6
	НАМИТ-10	2
	НТМИ-6	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	Альфа А1800	68
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-2	1
Модемы для коммутируемых линий	ZyXEL U-336E Plus	3
	ZyXEL U-336R	3
Радиомодем	M1200A Fastrack	2
Преобразователь интерфейсов	Моха NPort 5610-16	1
Сервер АИИС КУЭ	Dell Power Edge	1
Методика поверки	МП-312235-145-2021	1
Паспорт-формуляр	НГРЭС.357107.АИИС.500.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе: «Методика (метод) измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Невинномысская ГРЭС» ПАО «Энел Россия», аттестованном ООО «Энергокомплекс», аттестат аккредитации № RA.RU.312235 от 01.06.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) филиала «Невинномысская ГРЭС» ПАО «Энел Россия»

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

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

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

Изготовитель

Публичное акционерное общество «Энел Россия»
(ПАО «Энел Россия»)
ИНН 6671156423
Юридический адрес : 620014, Свердловская область, г. Екатеринбург, ул. Хохрякова, д.10
Адрес: 357107, Ставропольский край, г. Невинномысск, ул. Энергетиков, 2
Телефон: +7 (86554) 50359
Факс: +7 (86554) 78658

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Энергокомплекс»
(ООО «Энергокомплекс»)
ИНН:7444052356
Юридический адрес: 119361, г. Москва, ул. Марии Поливановой, д. 9, офис 23
Фактический адрес: 455017, Челябинская обл, г. Магнитогорск, ул. Комсомольская,
д. 130, строение 2
Телефон: +7 (351) 958-02-68
E-mail: encomplex@yandex.ru
Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.