

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 3052 от 18.12.2019 г.)

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сода» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, состоящей из восьмидесяти шести измерительных каналов (ИК).

Измерительные каналы АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

первый уровень - измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройства сбора и передачи данных (УСПД) шлюз E-422, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 36638-07 (Рег. № 36638-07) и контроллер E-422.GSM (Рег. № 46553-11), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование;

третий уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (сервер БД) и сервер сбора с установленным серверным программным обеспечением (ПО) «ТЕЛЕСКОП+», устройство синхронизации системного времени (УССВ) радиосервер точного времени РСТВ-01 (Рег. № 40586-09), автоматизированные рабочие места (АРМ) персонала, 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 (не реже 1 раза в сутки) 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 измерений Коммерческому оператору торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности и в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности;

предоставление дистанционного доступа к результатам и средствам измерений по запросу Коммерческого оператора торговой системы оптового рынка электроэнергии и мощности;

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

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);
передача журналов событий счетчиков в базу данных ИВК.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на входы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 минут.

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

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояния счетчиков электрической энергии по проводным и беспроводным линиям связи.

На верхнем уровне системы выполняется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Информация с сервера ИВК может быть получена на автоматизированные рабочие места (АРМ) по локальной вычислительной сети (ЛВС) предприятия.

Один раз в сутки сервер БД автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ и по электронной почте направляет в энергосбытовую организацию. Электронный документ с результатами измерений подписывается электронной цифровой подписью энергосбытовой организации и по электронной почте передается АО «АТС» и организациям участникам ОРЭМ.

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя радиосервер точного времени, часы УСПД, сервера БД и счетчиков. Шкала времени сервера БД синхронизирована со шкалой времени УССВ, сличение непрерывное, синхронизация осуществляется вне зависимости от расхождения. Сервер БД осуществляет синхронизацию шкалы времени часов УСПД. Сличение шкалы времени сервера БД и шкалы времени УСПД осуществляется при каждом обращении к УСПД, корректировка шкалы времени часов УСПД осуществляется при расхождении со шкалой времени сервера БД более ± 2 с. УСПД осуществляет синхронизацию шкалы времени часов счетчиков. Сличение шкалы времени часов счетчиков со шкалой времени УСПД происходит не реже одного раза в сутки, корректировка шкалы времени часов счетчиков происходит при расхождении со шкалой времени сервера БД более ± 2 с.

Журналы событий УСПД, сервера БД и счетчиков отражают факты событий коррекции шкалы времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величину коррекции шкалы времени, на которое было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения АИИС КУЭ входят ПО счетчиков, ПО УСПД, ПО сервера ИВК и ПО АРМ на основе комплекса аппаратно-программного для автоматизации учета энергоресурсов «ТЕЛЕСКОП+» (ПО «ТЕЛЕСКОП+»).

Уровень защиты ПО 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 «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологически значимая часть ПО приведена в таблицах 1.1 – 1.3

Таблица 1.1 – Идентификационные данные программного обеспечения «ТЕЛЕСКОП+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Сервер сбора данных
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	f851b28a924da7cde6a57eb2ba15af0c
Другие идентификационные данные, если имеются	SERVER_MZ4.dll

Таблица 1.2 – Идентификационные данные программного обеспечения «ТЕЛЕСКОП+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	АРМ Энергетика
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	cda718bc6d123b63a8822ab86c2751ca
Другие идентификационные данные, если имеются	ASCUE_MZ4.dll

Таблица 1.3 – Идентификационные данные программного обеспечения «ТЕЛЕСКОП+»

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Пульт диспетчера
Номер версии (идентификационный номер) ПО	Не ниже 1.0.1.1
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	2b63c8c01bcd61c4f5b15e097f1ada2f
Другие идентификационные данные, если имеются	PD_MZ4.dll

Метрологические и технические характеристики

Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ приведен в таблице 2. Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 - Состав первого и второго уровней ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го и 2-го уровня измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИВКЭ
1	2	3	4	5	6
1	ГПП-1 110 кВ, ЗРУ-35 кВ, 1 сш, яч. 7	ТПОЛ-35 кл.т 0,5 КтТ = 600/5 Рег. № 5717-76	ЗНОМ-35 кл.т 0,5 КтН = (35000/√3)/(100/√3) Рег. № 912-54	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	Шлюз E-422 Рег. № 36638-07
2	ГПП-1 110 кВ, ЗРУ-35 кВ, 2 сш, яч. 10	ТПОЛ-35 кл.т 0,5 КтТ = 600/5 Рег. № 5717-76	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 КтН = (35000/√3)/(100/√3) Рег. № 912-70	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	
3	ГПП-1 110 кВ, ЗРУ-35 кВ, 1 сш, яч. 11	ТПОЛ-35 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 5717-76	ЗНОМ-35 кл.т 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) Рег. № 912-54	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07	
4	ГПП-1 110 кВ, ЗРУ-35 кВ, 2 сш, яч. 6	ТПОЛ-35 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 5717-76	ЗНОМ-35-65 кл.т 0,5 Ктн = (35000/√3)/(100/√3) Рег. № 912-70	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
5	ГПП-1 110 кВ, КРУ-6 кВ, 1 сш, яч. 5	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-07	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
6	ГПП-1, 110 кВ, КРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 31	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-07	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
7	ТЭЦ Сода, РУ-6 кВ, яч. 33, ф1 РП-9 МУП ЭС	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
8	ТЭЦ Сода, РУ-6 кВ, яч. 43, ф2 РП-9 МУП ЭС	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
9	ГПП-2 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 1 сш, яч. 2	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-07	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
10	ГПП-2 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 1 сш, яч. 12 - Ввод 1В	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 1423-60	НОМ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 159-49	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
11	ГПП-2 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 1 сш, яч. 13	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		
12	ГПП-2 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 2 сш, яч. 19	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-07	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06		
13	ПС 110 кВ Машзавод, ОРУ-110 кВ, яч. 5 - ОВ-110 кВ	ТФЗМ-110Б- ШУ1 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08		Контроллер Е-422.GSM Рег. № 46553-11

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
14	ГПП-2 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 2 сш, яч. 20 - Ввод 2В	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 1423-60	НОМ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 159-49	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07
15	ГПП-2 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 2 сш, яч. 24	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
16	ГПП-2 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 40	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
17	ГПП-2 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 37 - Ввод 3В	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 1423-60	НОМ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 159-49	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
18	ГПП-2 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 41	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 100/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-07	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
19	ГПП-2 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 46	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-07	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
20	ГПП-2 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 4 сш, яч. 52	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-07	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
21	ГПП-2 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 4 сш, яч. 62	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 1423-60	НОМ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 159-49	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
22	ГПП-2 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 35, ТСН1 Ввод 6 кВ	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 Рег. № 2363-68	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-07	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
23	ГПП-2 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 4 сш, яч. 60, ТСН2 Ввод 6 кВ	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-07	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
24	ГПП-2 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 4 сш, яч. 63	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1276-59	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-07	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
25	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 1 сш, яч. 12 - ввод 1В	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 1423-60	НОМ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 159-49	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07
26	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 36 - ввод 3В	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 3000/5 Рег. № 1423-60	НОМ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 159-49	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
27	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 1 сш, яч. 3	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
28	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 1 сш, яч. 11	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
29	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 1 сш, яч. 13	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
30	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 2 сш, яч. 17	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
31	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 2 сш, яч. 22	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
32	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 2 сш, яч. 27	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
33	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 31	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
34	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 32	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 800/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
35	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 33	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
36	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 34 ТСН-1 Ввод 6 кВ	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 50/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
37	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 39	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07
38	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 4 сш, яч. 45	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1500/5 Рег. № 1261-08	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
39	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 4 сш, яч. 47	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
40	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 4 сш, яч. 48	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
41	ГПП-3 Сода 110 кВ, КРУ-6 кВ, 4 сш, яч. 53	ТПОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
42	ГПП 110 кВ Рассольное, ГРУ-6 кВ, ТСН1 Ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 58386-14	-	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
43	ГПП 110 кВ Рассольное, ГРУ-6 кВ, ТСН2 Ввод 0,4 кВ	ТОП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 58386-14	-	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
44	ГПП 110 кВ Рассольное, ГРУ-6 кВ, 4 сш, яч. 6	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
45	ГПП 110 кВ Рассольное, ГРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 7 - Ввод 3В	ТШЛП-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 19198-00	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
46	ГПП 110 кВ Рассольное, ГРУ-6 кВ, 3 сш, яч. 19	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
47	ГПП 110 кВ Рассольное, ГРУ-6 кВ, 4 сш, яч. 22 - Ввод 4В	ТШЛП-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 19198-00	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
48	ГПП 110 кВ Рассольное, ГРУ-6 кВ, 2 сш, яч. 42	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	Шлюз Е-422 Рег. № 36638-07
49	ГПП 110 кВ Рассольное, ГРУ-6 кВ, 2 сш, яч. 46	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
50	ГПП 110 кВ Рассольное, ГРУ-6 кВ, 1 сш, яч. 43 - Ввод 1В	ТШЛП-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 19198-00	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
51	ГПП 110 кВ Рассольное, ГРУ-6 кВ, 2 сш, яч. 52 - Ввод 2В	ТШЛП-10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 Рег. № 19198-00	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
52	ГПП Кама-2 110 кВ, КРУ-6 кВ, 1 сш, яч. 6 - Ввод 1В	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	Контроллер Е-422.GSM Рег. № 46553-11
53	ГПП Кама-2 110 кВ, КРУ-6 кВ, 2 сш, яч. 16 - Ввод 2В	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
54	ТП-11 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 сш, п.4	ТШП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 58385-14	-	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
55	ТП-11 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сш, п.14	ТШП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 58385-14	-	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
56	ТП-17 6 кВ, РУ-6 кВ, 1 сш, яч.1	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 380-49	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
57	ТП-17 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш, яч.17	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 380-49	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
58	ТП-19 6 кВ, РУ-6 кВ, 1сш, яч.2	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 7069-07	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
59	ТП-22 6 кВ, РУ-6 кВ, 2 сш, яч.10	ТОЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 7069-07	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	Контролер Е-422.GSM Рег. № 46553-11
60	ТП-23 6 кВ, РУ-6 кВ, яч.1	ТОЛ-10-1 кл.т 0,5 Ктт = 200/5 Рег. № 15128-07	НАМИТ-10 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 16687-07	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
61	ТП-32 6 кВ, РУ-0,4 кВ, I сш 0,4 кВ, п.1	ТШП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 58385-14	-	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
62	ТП-32 6 кВ, РУ-0,4 кВ, II сш 0,4 кВ, п.6	ТШП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 600/5 Рег. № 58385-14	-	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
63	РП-41 6 кВ, КРУ-6 кВ, 2СШ, яч.23	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
64	КТП-50 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ п.3 ф.7	ТШП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 58385-14	-	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
65	КТП-50 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 1СШ п.3 ф.8	ТШП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 Рег. № 58385-14	-	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
66	КТП-50 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2СШ п.7 ф.20	ТШП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 58385-14	-	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
67	КТП-54 6 кВ, РУ-0,4 кВ, ЩСУ п.3	ТШП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 Рег. № 58385-14	-	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
68	РП-60 6 кВ, РУ-6 кВ, I сш, яч.17	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 150/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
69	РП-60 6 кВ, РУ-6 кВ, II сш, яч.18	ТПЛМ-10 кл.т 0,5 Ктт = 75/5 Рег. № 2363-68	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	Контроллер E-422.GSM Рег. № 46553-11
70	ТП-80 6 кВ, РУ-0,4 кВ, I сш, п.3	ТШП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 300/5 Рег. № 58385-14	-	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
71	КТП-9 6 кВ, РУ-0,4 кВ, I сек 0,4 кВ, П.1	ТШП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 Рег. № 58385-14	-	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
72	КТП-9 6 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 сек 0,4 кВ, П.3	ТШП-0,66 кл.т 0,5S Ктт = 400/5 Рег. № 58385-14	-	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
73	РП-68 6 кВ, РУ-6 кВ, I СШ яч.1А	ТПЛ-10-М кл.т 0,5S Ктт = 200/5 Рег. № 47958-11	НОМ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 159-49	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
74	РП-68 6 кВ, РУ-6 кВ, 2СШ яч.9	ТПЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 400/5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
75	Ново-Стерлитамакская ТЭЦ, ЗРУ-110 кВ, СШ 110 кВ, яч.18	ТВ-110/20 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 3189-72	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	
76	ПС 110 кВ Машзавод, ОРУ-110 кВ, яч. 6	ТФЗМ-110Б- ШУ1 кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 2793-71	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = (110000/√3)/(100/√3) Рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
77	Стерлитамакская ТЭЦ, ГРУ-1 6 кВ, яч.39, КЛ-6 кВ фидер 39Ш	ТПОФ кл.т 0,5 Ктт = 750/5 Рег. № 518-50	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 Рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 36697-08	
78	ГПП 110 кВ Рассольное, ОРУ-35 кВ, I сш, яч. 4 - Ввод 5В	ТОЛ-35 III-IV кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 47959-11	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Рег. № 19813-09	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	Шлюз E-422 Рег. № 36638-07

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
79	ГПП 110 кВ Рассольное, ОРУ-35 кВ, 2 сш, яч. 6 - Ввод 6В	ТОЛ-35 III-IV кл.т 0,5 Ктт = 600/5 Рег. № 47959-11	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Рег. № 19813-09	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	Шлюз E-422 Рег. № 36638-07
80	ГПП 110 кВ Рассольное, ОРУ-35 кВ, 1 сш, яч. 1	ТОЛ-35 III-IV кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 47959-11	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Рег. № 19813-09	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
81	ГПП 110 кВ Рассольное, ОРУ-35 кВ, 1 сш, яч. 3	ТОЛ-35 III-IV кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 47959-11	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Рег. № 19813-09	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
82	ГПП 110 кВ Рассольное, ОРУ-35 кВ, 2 сш, яч. 7	ТОЛ-35 III-IV кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 47959-11	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Рег. № 19813-09	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
83	ГПП Рассольное, ОРУ-35 кВ, 2 сш, яч. 9	ТОЛ-35 III-IV кл.т 0,5 Ктт = 300/5 Рег. № 47959-16	НАМИ-35 УХЛ1 кл.т 0,5 Ктн = 35000/100 Рег. № 19813-09	EPQS кл.т 0,2S/0,5 Рег. № 25971-06	
84	КТП-33 6 кВ Цех КД-3, ЩСУ-2 0,4 кВ, II сш 0,4 кВ, КЛ-0,4 кВ ОАО «МТС»	-	-	EPQS кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	Контроллер E-422.GSM Рег. № 46553-11
85	РП 0,4 кВ АБК Южная проходная, гр.1	-	-	EPQS кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	Шлюз E-422 Рег. № 36638-07
86	ТП-13 6 кВ, I сш 0,4 кВ, п.15	-	-	EPQS кл.т 0,5S/1,0 Рег. № 25971-06	Контроллер E-422.GSM Рег. № 46553-11

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	cosφ	Границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 41, 44 – 53, 56 – 60, 63, 68, 69, 73 – 83 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	1,0	-	±1,9	±1,2	±1,0
	0,9	-	±2,4	±1,4	±1,2
	0,8	-	±2,9	±1,7	±1,4
	0,7	-	±3,6	±2,0	±1,6
	0,5	-	±5,5	±3,0	±2,3
42, 43, 54, 55, 61, 62, 64 – 67, 70 – 72 (Сч. 0,2S; ТТ 0,5S)	1,0	±1,8	±1,1	±0,9	±0,9
	0,9	±2,1	±1,3	±1,0	±1,0
	0,8	±2,5	±1,6	±1,2	±1,2
	0,7	±3,1	±1,9	±1,4	±1,4
	0,5	±4,7	±2,8	±1,9	±1,9
84 – 86 (Сч. 0,5S)	1,0	±1,7	±1,4	±1,4	±1,4
	0,9	±1,7	±1,4	±1,4	±1,4
	0,8	±1,7	±1,5	±1,4	±1,4
	0,7	±1,8	±1,6	±1,5	±1,5
	0,5	±1,8	±1,8	±1,6	±1,6
Номер ИК	cosφ	Границы допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ			
		$d_{1(2)\%}$,	$d_5\%$,	$d_{20\%}$,	$d_{100\%}$,
		$I_{1(2)\%} \leq I_{изм} < I_5\%$	$I_5\% \leq I_{изм} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{изм} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{изм} \leq I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1 – 41, 44 – 53, 56 – 60, 63, 68, 69, 73 – 83 (Сч. 0,5; ТТ 0,5; ТН 0,5)	0,9	-	±7,1	±3,9	±2,9
	0,8	-	±4,5	±2,5	±1,9
	0,7	-	±3,7	±2,1	±1,7
	0,5	-	±2,7	±1,6	±1,3
42, 43, 54, 55, 61, 62, 64 – 67, 70 – 72 (Сч. 0,5; ТТ 0,5S)	0,9	±6,6	±3,7	±2,5	±2,4
	0,8	±4,2	±2,5	±1,7	±1,6
	0,7	±3,5	±2,1	±1,4	±1,4
	0,5	±2,7	±1,6	±1,2	±1,2
84 – 86 (Сч. 1,0)	0,9	±15,9	±13,9	±7,0	±4,8
	0,8	±10,1	±8,7	±4,5	±3,2
	0,7	±8,3	±7,2	±3,8	±2,8
	0,5	±6,1	±5,2	±2,9	±2,3
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, (±Δ), с					5

Продолжение таблицы 3

<p>Примечания:</p> <p>1 Погрешность измерений электрической энергии $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j = 1,0$ нормируется от $I_1\%$, погрешность измерений $d_{I(2)\%P}$ и $d_{I(2)\%Q}$ для $\cos j < 1,0$ нормируется от $I_2\%$.</p> <p>2 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>3 В качестве характеристик относительной погрешности измерений электроэнергии и средней мощности указаны границы интервала, соответствующее доверительной вероятности, равной 0,95.</p> <p>4 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, РСТВ-01 на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-собственник АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. Замена оформляется техническим актом в установленном собственником порядке с внесением изменений в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.</p> <p>5 Виды измеряемой электроэнергии для всех ИК, перечисленных в таблице 2, - активная, реактивная.</p>

Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
<p>Нормальные условия применения:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц <p>температура окружающей среды, °С</p> <ul style="list-style-type: none"> - для счетчиков активной и реактивной энергии 	<p>от 99 до 101</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,87</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>0,5</p> <p>от 49,6 до 50,4</p>
<p>диапазон рабочих температур окружающей среды, °С:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для ТТ и ТН - для счетчиков - УСПД Шлюз Е-422 - УСПД Контроллер Е-422.GSM - РСТВ-01 	<p>от -40 до +50</p> <p>от +10 до +30</p> <p>от -40 до +60</p> <p>от -30 до +60</p> <p>от +5 до +50</p>

Продолжение таблицы 4

<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии EPQS:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>РСТВ-01:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД Шлюз E-422:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД Контроллер E-422.GSM:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>70 000</p> <p>2</p> <p>140 000</p> <p>2</p> <p>90 000</p> <p>2</p> <p>55000</p> <p>2</p> <p>50000</p> <p>1</p> <p>55000</p> <p>1</p> <p>100000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации счетчики электроэнергии EPQS:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, <p>счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, <p>счетчики электроэнергии СЭБ-1ТМ.02М:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, <p>УСПД Шлюз E-422:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, сут, не менее <p>УСПД Контроллер E-422.GSM:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, сут, не менее <p>ИВК:</p> <ul style="list-style-type: none"> - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее 	<p>170</p> <p>113</p> <p>113</p> <p>45</p> <p>45</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники ОРЭМ по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика и УСПД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 5.

Таблица 5 – Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт
1	2	3
Трансформаторы тока	ТПОЛ-35	8
Трансформаторы тока	ТПЛМ-10	14
Трансформаторы тока проходные с литой изоляцией	ТПЛ-10	36
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	20
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	30
Трансформаторы тока измерительные	ТФЗМ-110Б-ШУ1	6
Трансформаторы тока	ТОП-0,66	6
Трансформаторы тока	ТШЛП-10	8
Трансформаторы тока	ТШП-0,66	33
Трансформаторы тока	ТОЛ-10	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-10-I	2
Трансформаторы тока проходные	ТПЛ-10-М	2
Трансформаторы тока	ТВ-110/20ХЛ	3
Трансформаторы тока	ТПОФ	2
Трансформаторы тока опорные	ТОЛ-35 III-IV	18
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-65	3
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	7
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	9
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	13
Трансформаторы напряжения	НОМ-6	12
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-35 УХЛ1	2

Продолжение таблицы 5

1	2	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	EPQS	64
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	21
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	1
Устройства для автоматизации измерений и учета энергоресурсов	Шлюз E-422	6
Контроллер	E-422.GSM	20
Радиосервер точного времени	PCTB-01	1
Сервер БД	NMO2400	1
Сервер сбора	NMO2400	1
ПО	ПО «ТЕЛЕСКОП+»	1
Методика поверки	МП 1185/446-2011 с Изменением № 1	1
Паспорт – формуляр	ЦПА.424340.01-СД	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1185/446-2011 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сода». Методика поверки с Изменением № 1», утвержденному ФБУ «Ростест-Москва» 26.09.2019 года.

Основные средства поверки:

- средства поверки в соответствии с нормативными документами на средства измерений, входящих в состав АИИС КУЭ;
- прибор для измерения электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии Энергомонитор-3.3Т1, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 39952-08;
- радиочасы МИР РЧ-02, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 46656-11;
- прибор комбинированный Testo 622, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 53505-13.

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

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

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (методы) измерений количества электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «Сода», аттестованной ФБУ «Ростест-Москва», регистрационный номер RA.RU.311703 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

Закрытое акционерное общество «Центр промышленной автоматизации»
(ЗАО «ЦПА»)
ИНН 5040099482

Юридический адрес: 140120, Московская область, Раменский район, п. Ильинский,
ул. Опаленной юности, д. 18

Адрес: 107023, г. Москва, ул. Электrozаводская, д. 21, корп. 41, офис 28
Телефон (Факс): +7 (499) 286-26-10

Испытательный центр

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

Адрес: 117418, г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31

Телефон (факс): +7 (495) 544-00-00

Web-сайт: <http://www.rostest.ru>

E-mail: info@rostest.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний
средств измерений в целях утверждения типа № 30010-10 от 15.03.2010 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.