

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «15» марта 2021 г. №317

Регистрационный № 81217-21

Лист № 1
Всего листов 14

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Щекинской ГРЭС

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Щекинской ГРЭС (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 двухуровневую автоматизированную измерительную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, состоящей из тридцати шести измерительных каналов (ИК).

ИК 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 (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (БД) с установленным серверным программным обеспечением (ПО) «Пирамида», устройство синхронизации системного времени (УССВ) на основе устройства синхронизации времени УСВ-3, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 51644-12 (Рег. № 51644-12), 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 сервера ИВК, где производится сбор и хранение результатов измерений.

На верхнем втором 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.

Сервер БД ИВК АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденных типов третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Один раз в сутки сервер БД автоматически формирует файл отчета с результатами измерений в формате XML-макетов в соответствии с регламентами оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) и отправляет по электронной почте на автоматизированное рабочее место субъекта ОРЭМ. Передача файла с результатами измерений в XML-формате, подписанного электронной подписью (ЭП) субъекта оптового рынка, в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» производится с автоматизированного рабочего места субъекта оптового рынка или с сервера БД.

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 источник сигналов эталонного времени на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника, входящего в состав УССВ, часы сервера БД и счетчиков.

Для обеспечения единства измерений используется шкала координированного времени UTC(SU). Шкала времени сервера БД синхронизирована с метками времени приемника, сличение один раз в час, синхронизация осуществляется при расхождении часов приемника и сервера БД более чем на ± 1 с. Сличение времени часов счетчиков с часами сервера БД происходит не реже одного раза в сутки, корректировка времени часов счетчиков происходит при расхождении со временем часов сервера БД ± 2 с.

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

Программное обеспечение

В состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входят ПО счетчиков, ПО сервера ИВК, ПО АРМ на основе пакета программ «Пирамида».

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.

Идентификационные данные ПО АИИС КУЭ «Пирамида», установленного в ИВК, указаны в таблицах 1.1 - 1.5.

Таблица 1.1 - Идентификационные данные программного обеспечения «Пирамида»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	Значение
Идентификационное наименование ПО	BinaryPackControls.dll	CheckDataIntegrity.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	EB1984E0072ACFE1C7 97269B9DB15476	E021CF9C974DD7EA91 219B4D4754D5C7

Таблица 1.2 - Идентификационные данные программного обеспечения «Пирамида»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	Значение
Идентификационное наименование ПО	ComIECFunctions.dll	ComModbusFunctions.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	BE77C5655C4F19F89A 1B41263A16CE27	AB65EF4B617E4F786C D87B4A560FC917

Таблица 1.3 - Идентификационные данные программного обеспечения «Пирамида»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	Значение
Идентификационное наименование ПО	ComStdFunctions.dll	DateTimeProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	EC9A86471F3713E60C 1DAD056CD6E373	D1C26A2F55C7FECFF5 CAF8B1C056FA4D

Таблица 1.4 - Идентификационные данные программного обеспечения «Пирамида»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	Значение
Идентификационное наименование ПО	SafeValuesDataUpdate.dll	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	B6740D3419A3BC1A42 763860BB6FC8AB	61C1445BB04C7F9BB4 244D4A085C6A39

Таблица 1.5 - Идентификационные данные программного обеспечения «Пирамида»

Идентификационные данные (признаки)	Значение	Значение
Идентификационное наименование ПО	SummaryCheckCRC.dll	ValuesDataProcessing.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.0	не ниже 1.0
Цифровой идентификатор ПО (MD5)	EFCC55E91291DA6F80 597932364430D5	013E6FE1081A4CF0C2 DE95F1BB6EE645

Метрологические и технические характеристики

Компонентный состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные характеристики приведены в таблице 2.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительных каналов			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	ИБК
1	2	3	4	5	6
1	Щекинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Бегичево с отп. на блок 1	ТГФ 220-П* УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 рег. № 20645-05	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	Dell PowerEdge R240 УСВ-3 Рег. № 51644-12
2	Щекинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная № 1 с отп. на ПС Металлургическая	ТВ-220/25 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3191-72	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
3	Щекинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Северная № 2 с отп. на блок 2	ТГФ 220-П* УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 1200/5 рег. № 20645-05	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-17	
4	Щекинская ГРЭС, Блок № 1, 220 кВ	ТГФ 220-П* УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 20645-05	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
5	Щекинская ГРЭС, Блок № 2, 220 кВ	ТГФ 220-П* УХЛ1 кл.т 0,2S Ктт = 600/5 рег. № 20645-05	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
6	Щекинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тула № 1 с отп. на ПС Яснополянская	ТВ-220/25 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3191-72	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
7	Щекинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, ВЛ 220 кВ Щекинская ГРЭС - Тула № 2 отп. на ПС Яснополянская	ТВ-220/25 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3191-72	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
8	Щекинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Кирпичная (ВЛ 110 кВ Щекино - Кирпичная)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 рег. № 5313-76	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	Щекинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Лазарево (ВЛ 110 кВ Лазарево - Щекино)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 рег. № 5313-76	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	Dell PowerEdge R240 УСВ-3 Рег. № 51644-12
10	Щекинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Липки № 1 с отпайкой на ПС Огаревка (ВЛ 110 кВ Липки 1 с отп.)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 рег. № 5313-76	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
11	Щекинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Липки № 2 с отпайкой на ПС Огаревка (ВЛ 110 кВ Липки 2 с отп.)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 рег. № 5313-76	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
12	Щекинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Первомайская ТЭЦ № 1 (ВЛ 110 кВ Щекино - Первомайская 1)	ТГФМ-110 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 рег. № 52261-12	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
13	Щекинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Первомайская ТЭЦ № 2 (ВЛ 110 кВ Щекино - Первомайская 2)	ТОГФ-110 кл.т 0,5S Ктт = 1200/5 рег. № 44640-11	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
14	Щекинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Плавск с отпайкой на ПС Смычка (ВЛ 110 кВ Плавск - Щекино с отп.)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 рег. № 5313-76	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
15	Щекинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Советская (ВЛ 110 кВ Щекино - Советская)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 рег. № 5313-76	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
16	Щекинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Щекинская ГРЭС - Ясенки с отпайкой на ПС Ломинцево (ВЛ 110 кВ Щекино - Ясенки с отп.)	ТОГФ-110 кл.т 0,5S Ктт = 1200/5 рег. № 44640-11	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	Щекинская ГРЭС, ОРУ-110 кВ, ОВ 110 кВ	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 рег. № 5313-76	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	Dell PowerEdge R240
18	Щекинская ГРЭС, КРУН 6 кВ 660-2, КЛ 6 кВ Котельная-2	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ.06-6 кл.т 0,5 Ктн = $(6300/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Г. кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11	
19	Щекинская ГРЭС, КРУН 6 кВ 658-2, КЛ 6 кВ Котельная-1	ТЛО-10 кл.т 0,5S Ктт = 150/5 рег. № 25433-11	ЗНОЛ.06-6 кл.т 0,5 Ктн = $(6300/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 46738-11	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Г. кл.т 0,5S/1,0 рег. № 48266-11	
20	Щекинская ГРЭС, Генератор 11	ТШЛ 20 кл.т 0,5 Ктт = 10000/5 рег. № 1837-63	ЗНОМ-15 кл.т 0,5 Ктн = $(15000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
21	Щекинская ГРЭС, Генератор 12	ТШЛ 20 кл.т 0,5 Ктт = 10000/5 рег. № 1837-63	ЗНОМ-15 кл.т 0,5 Ктн = $(15000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.03.01 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 27524-04	
22	Щекинская ГРЭС, Т-658, ст. 6 кВ (СКА № 1)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 1500/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛП-6 кл.т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
23	Щекинская ГРЭС, Т-660, ст. 6 кВ (СКА № 2)	ТОЛ-СЭЩ-10 кл.т 0,5S Ктт = 1500/5 рег. № 32139-06	ЗНОЛП-6 кл.т 0,5 Ктн = $(6000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 23544-07	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
24	Щекинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч. Т-1	ТВГ-220 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 39246-08	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
25	Щекинская ГРЭС, ОРУ-220 кВ, яч. Т-2	ТВГ-220 кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 39246-08	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.03М кл.т 0,2S/0,5 рег. № 36697-12	
26	Щекинская ГРЭС, Тр. гр. № 8 (сторона 110 кВ)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 рег. № 5313-76	НКФ-110-57 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	

Dell
PowerEdge
R240

УСВ-3
Рег. №
51644-12

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
27	Щекинская ГРЭС, Тр. гр. № 9 (сторона 110 кВ)	ТФНД-1501 кл.т 0,5 Ктт = 1200/5 рег. № 5313-76	НКФ110-83У1 кл.т 0,5 Ктн = $(110000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1188-84	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
28	Щекинская ГРЭС, Тр. гр. № 8 (сторона 220 кВ)	ВСТ кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 17869-10	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
29	Щекинская ГРЭС, Тр. гр. № 9 (сторона 220 кВ)	ВСТ кл.т 0,2S Ктт = 400/5 рег. № 17869-10	НКФ-220-58 У1 кл.т 0,5 Ктн = $(220000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 14626-95	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
30	Щекинская ГРЭС, Т 120А, 6 кВ	ТЛШ-10У3 кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 рег. № 6811-78	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
31	Щекинская ГРЭС, Т-659, ст. 13,8 кВ	ТОЛ-СЭЩ-20 кл.т 0,5S Ктт = 2000/5 рег. № 37543-08	ЗНОМ-15-63 кл.т 0,5 Ктн = $(13800/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1593-05	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	Dell PowerEdge R240
32	Щекинская ГРЭС, Т-658, ст. 13,8 кВ	ТОЛ-СЭЩ-20 кл.т 0,5S Ктт = 2000/5 рег. № 37543-08	НОМ-15 кл.т 0,5 Ктн = 13800/100 рег. № 46786-11	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	УСВ-3 Рег. № 51644-12
33	Щекинская ГРЭС, Т-660, ст. 13,8 кВ	ТОЛ-СЭЩ-20 кл.т 0,5S Ктт = 2000/5 рег. № 37543-08	ЗНОМ-15-63 кл.т 0,5 Ктн = $(13800/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1593-05	СЭТ-4ТМ.03 кл.т 0,2S/0,5 рег. № 27524-04	
34	Щекинская ГРЭС, Т 120Б, 6 кВ	ТПШЛ-10 кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 рег. № 1423-60 ТЛШ-10У3 кл.т 0,5 Ктт = 2000/5 рег. № 6811-78	НТМИ-6 кл.т 0,5 Ктн = 6000/100 рег. № 831-53	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	
35	Щекинская ГРЭС, Т 661, ст. 15,75 кВ	ТВТ-35/10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3195-72	ЗНОМ-15 кл.т 0,5 Ктн = $(15000/\sqrt{3})/(100/\sqrt{3})$ рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.02.2-14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
36	Щекинская ГРЭС, Т 662, ст. 15,75 кВ	ТВТ-35/10 кл.т 0,5 Ктт = 1000/5 рег. № 3195-72	ЗНОМ-15 кл.т 0,5 Ктн = (15000/√3)/(100/√3) рег. № 1593-62	СЭТ-4ТМ.02.2- 14 кл.т 0,5S/1,0 рег. № 20175-01	Dell PowerEdge R240 УСВ-3 Рег. № 51644-12

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала относительной погрешности ИК (активная энергия)					
		основной погрешности (±δ), %			в рабочих условиях эксплуатации (±δ), %		
		cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1,0	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1	2	3	4	5	6	7	8
1, 4, 5, 28, 29 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{изм} < I_5 \%$	1,5	1,7	2,3	1,9	2,1	2,7
	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	0,9	1,2	1,9	1,5	1,7	2,3
	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	0,9	1,0	1,5	1,5	1,6	2,0
	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$	0,9	1,0	1,5	1,5	1,6	2,0
2, 6 – 12, 14, 15, 17, 26, 27, 30, 34 – 36 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{изм} < I_5 \%$	-	-	-	-	-	-
	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	1,8	2,9	5,5	2,2	3,2	5,7
	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,1	3,3
	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$	1,0	1,3	2,3	1,6	1,8	2,6
3 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{изм} < I_5 \%$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
13, 16 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{изм} < I_5 \%$	2,1	2,7	4,9	2,4	3,0	5,1
	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	1,2	1,7	3,1	1,7	2,1	3,4
	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	1,0	1,3	2,3	1,6	1,8	2,6
	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$	1,0	1,3	2,3	1,6	1,8	2,6
18, 19 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{изм} < I_5 \%$	2,1	2,7	4,9	2,4	3,0	5,1
	$I_5 \% \leq I_{изм} < I_{20} \%$	1,2	1,7	3,1	1,7	2,1	3,4
	$I_{20} \% \leq I_{изм} < I_{100} \%$	1,0	1,3	2,3	1,6	1,8	2,6
	$I_{100} \% \leq I_{изм} \leq I_{120} \%$	1,0	1,3	2,3	1,6	1,8	2,6

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
20, 21 (Счетчик 0,5S; ТТ 0,5; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{5 \%}$	-	-	-	-	-	-
	$I_{5 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20 \%}$	1,8	2,9	5,5	2,2	3,2	5,7
	$I_{20 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,1	3,3
	$I_{100 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} \leq I_{120\%}$	1,0	1,3	2,3	1,6	1,8	2,6
22, 23 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{5 \%}$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$I_{5 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20 \%}$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$I_{20 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{100 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} \leq I_{120\%}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
24, 25 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{5 \%}$	1,1	1,3	2,1	1,3	1,5	2,2
	$I_{5 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20 \%}$	0,8	1,0	1,7	1,0	1,2	1,8
	$I_{20 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
	$I_{100 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} \leq I_{120\%}$	0,7	0,9	1,4	0,9	1,1	1,6
31 – 33 (Счетчик 0,2S; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{5 \%}$	1,8	2,5	4,8	1,9	2,6	4,8
	$I_{5 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20 \%}$	1,1	1,6	3,0	1,2	1,7	3,0
	$I_{20 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$I_{100 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} \leq I_{120\%}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы интервала относительной погрешности ИК (реактивная энергия)					
		основной погрешности ($\pm\delta$), %		в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %			
		cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5		
1, 4, 5, 28, 29 (Счетчик 1,0; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{5 \%}$	3,5	2,6	5,1	4,0		
	$I_{5 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20 \%}$	2,2	1,8	3,1	2,6		
	$I_{20 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	1,7	1,4	2,2	2,0		
	$I_{100 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} \leq I_{120\%}$	1,6	1,3	2,1	1,9		
2, 6 – 12, 14, 15, 17, 26, 27, 30, 34 – 36 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{5 \%}$	-	-	-	-		
	$I_{5 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20 \%}$	4,7	2,9	5,2	3,5		
	$I_{20 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	2,6	1,8	3,0	2,3		
	$I_{100 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} \leq I_{120\%}$	2,1	1,5	2,5	2,0		
3 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{5 \%}$	2,0	1,6	2,4	2,0		
	$I_{5 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{20 \%}$	1,6	1,1	2,1	1,7		
	$I_{20 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} < I_{100\%}$	1,3	1,0	1,9	1,6		
	$I_{100 \%} \leq I_{\text{ИЗМ}} \leq I_{120\%}$	1,3	1,0	1,9	1,6		

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
13, 16 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{5 \%}$	4,9	3,2	6,1	4,4		
	$I_{5 \%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20 \%}$	2,9	2,1	3,7	2,8		
	$I_{20 \%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100 \%}$	2,1	1,6	2,6	2,1		
	$I_{100 \%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120 \%}$	2,1	1,5	2,5	2,0		
18, 19 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{5 \%}$	4,1	2,7	5,1	4,0		
	$I_{5 \%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20 \%}$	2,9	2,1	4,2	3,7		
	$I_{20 \%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100 \%}$	2,1	1,5	3,7	3,3		
	$I_{100 \%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120 \%}$	2,1	1,5	3,7	3,3		
20, 21 (Счетчик 1,0; ТТ 0,5; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{5 \%}$	-	-	-	-		
	$I_{5 \%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20 \%}$	4,7	2,9	5,2	3,5		
	$I_{20 \%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100 \%}$	2,6	1,8	3,0	2,3		
	$I_{100 \%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120 \%}$	2,1	1,5	2,5	2,0		
22, 23 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{5 \%}$	4,0	2,4	4,2	2,7		
	$I_{5 \%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20 \%}$	2,5	1,5	2,9	2,0		
	$I_{20 \%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100 \%}$	1,9	1,2	2,3	1,7		
	$I_{100 \%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120 \%}$	1,9	1,2	2,3	1,7		
24, 25 (Счетчик 0,5; ТТ 0,2S; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{5 \%}$	2,0	1,6	2,4	2,0		
	$I_{5 \%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20 \%}$	1,6	1,1	2,1	1,7		
	$I_{20 \%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100 \%}$	1,3	1,0	1,9	1,6		
	$I_{100 \%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120 \%}$	1,3	1,0	1,9	1,6		
31 – 33 (Счетчик 0,5; ТТ 0,5S; ТН 0,5)	$I_{1(2)} \% \leq I_{\text{изм}} < I_{5 \%}$	4,1	2,5	4,5	2,9		
	$I_{5 \%} \leq I_{\text{изм}} < I_{20 \%}$	2,5	1,6	2,7	1,8		
	$I_{20 \%} \leq I_{\text{изм}} < I_{100 \%}$	1,8	1,2	2,0	1,4		
	$I_{100 \%} \leq I_{\text{изм}} \leq I_{120 \%}$	1,8	1,2	1,9	1,4		

Пределы допускаемой абсолютной погрешности СОЕВ, с

±5

Примечания:

1 Погрешность измерений электрической энергии $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi=1,0$ нормируется от $I_{1\%}$, погрешность измерений $\delta_{1(2)\%P}$ и $\delta_{1(2)\%Q}$ для $\cos\varphi<1,0$ нормируется от $I_{2\%}$.

2 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).

3 В качестве характеристик относительной погрешности измерений электроэнергии и средней мощности указаны границы интервала, соответствующее доверительной вероятности, равной 0,95.

4 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков и устройства, входящего в УССВ (УСВ-3), 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

Окончание таблицы 3

<p>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: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С - для счетчиков активной и реактивной энергии</p>	<p>от 99 до 101 от 1 до 120 0,87 от 49,85 до 50,15 от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности, не менее - частота, Гц</p>	<p>от 90 до 110 от 1 до 120 0,5 от 49,6 до 50,4</p>
<p>диапазон рабочих температур окружающей среды, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков</p>	<p>от -40 до +50 от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии Меркурий 234: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСВ-3: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ИВК: - средняя наработка до отказа, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч</p>	<p>90000 2 160000 2 220000 2 90000 2 45000 2 100000 1</p>
<p>Глубина хранения информации счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.02: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03М: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут</p>	<p>113 113</p>

Продолжение таблицы 4

счетчики электроэнергии Меркурий 234: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут	170
счетчики электроэнергии СЭТ-4ТМ.03: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут	113
ИВК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания 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:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

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

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	ТГФ-220-II* УХЛ1	12
Трансформаторы тока	ТВ-220/25	18
Трансформаторы тока	ТФНД-1501	27
Трансформаторы тока	ТГФМ-110	3
Трансформаторы тока	ТОГФ-110	6
Трансформаторы тока	ТЛО-10	6

Окончание таблицы 5

1	2	3
Трансформаторы тока шинные	ТШЛ 20	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-10	6
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-220	12
Трансформаторы тока встроенные	ВСТ	12
Трансформаторы тока	ТЛШ-10У3	4
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЦ-20	9
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	2
Трансформаторы тока	ТВТ-35/10	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-220-58 У1	12
Трансформаторы напряжения	НКФ110-83У1	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	3
Трансформаторы напряжения заземляемые	ЗНОЛ.06-6	6
Трансформаторы напряжения однофазные	ЗНОМ-15	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛП-6	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	2
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	3
Трансформаторы напряжения	НОМ-15	3
Счетчики активной и реактивной энергии переменного тока статические многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	24
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	5
Счетчики электрической энергии статические трехфазные	Меркурий 234 ARTM-00 РВ.Г.	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	5
Сервер ИВК	Dell PowerEdge R240	1
ПО (комплект)	«Пирамида»	1
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Формуляр	АУВГ.420085.085.ФО	1

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) Щекинской ГРЭС», 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

