

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «14» марта 2023 г. № 533

Регистрационный № 88490-23

Лист № 1
Всего листов 13

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Смоленской ТЭЦ-2

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Смоленской ТЭЦ-2 (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации, а также измерения времени и интервалов времени.

Описание средства измерений

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

Измерительные каналы (далее – ИК) АИИС КУЭ состоят из следующих уровней:

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

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, программное обеспечение (далее – ПО).

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

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

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

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний – второй уровень системы, на котором выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление, оформление отчетных документов, отображение информации, передача данных в организации – участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде XML-файлов установленных форматов 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 с использованием электронной подписи субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств измерений по группам точек поставки производится с уровня ИВК настоящей системы.

Сервер АИИС КУЭ имеет возможность принимать в автоматизированном режиме измерительную информацию в виде XML-файлов установленных форматов 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 от других АИИС КУЭ утвержденного типа.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы координированного времени Российской Федерации UTC(SU) на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени с национальной шкалой координированного времени Российской Федерации UTC(SU) по сигналам навигационной системы ГЛОНАСС.

Сравнение шкалы времени сервера АИИС КУЭ со шкалой времени УССВ осуществляется периодически (1 раз в 1 час). При наличии любого расхождения производится синхронизация шкалы времени сервера со шкалой времени УССВ.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени сервера АИИС КУЭ осуществляется во время сеанса связи со счетчиками (не реже 1 раза в 1 сутки). При расхождении шкалы времени счетчика от шкалы времени сервера АИИС КУЭ на ± 2 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

Передача данных осуществляется по каналам связи со скоростью не менее 9600 бит/с, следовательно время задержки составляет менее 0,2 с.

Факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени (дата, часы, минуты, секунды) до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую были скорректированы указанные устройства, отражаются в журналах событий счетчиков и сервера АИИС КУЭ.

Заводской номер АИИС КУЭ указывается в формуляре.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2.0». 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 – «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«Пирамида 2.0»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 10.6
Наименование программного модуля ПО	BinaryPackControls.dll
Цифровой идентификатор ПО	EB1984E0072ACFE1C797269B9DB15476
Наименование программного модуля ПО	CheckDataIntegrity.dll
Цифровой идентификатор ПО	E021CF9C974DD7EA91219B4D4754D5C7
Наименование программного модуля ПО	ComIECFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	BE77C5655C4F19F89A1B41263A16CE27
Наименование программного модуля ПО	ComModbusFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	AB65EF4B617E4F786CD87B4A560FC917
Наименование программного модуля ПО	ComStdFunctions.dll
Цифровой идентификатор ПО	EC9A86471F3713E60C1DAD056CD6E373
Наименование программного модуля ПО	DateTimeProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	D1C26A2F55C7FECFF5CAF8B1C056FA4D
Наименование программного модуля ПО	SafeValuesDataUpdate.dll
Цифровой идентификатор ПО	B6740D3419A3BC1A42763860BB6FC8AB
Наименование программного модуля ПО	SimpleVerifyDataStatuses.dll
Цифровой идентификатор ПО	61C1445BB04C7F9BB4244D4A085C6A39
Наименование программного модуля ПО	SummaryCheckCRC.dll
Цифровой идентификатор ПО	EFCC55E91291DA6F80597932364430D5
Наименование программного модуля ПО	ValuesDataProcessing.dll
Цифровой идентификатор ПО	013E6FE1081A4CF0C2DE95F1BB6EE645
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора	MD5

Метрологические и технические характеристики
Состав ИК и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 6.

Таблица 2 – Состав ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ/Сервер	Вид электрической энергии и мощности
1	2	3	4	5	6	7
1	Смоленская ТЭЦ-2, ТГ-1 (6 кВ)	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 6000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
2	Смоленская ТЭЦ-2, ТГ-2 (10 кВ)	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70 Рег. № 1593-05	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
3	Смоленская ТЭЦ-2, ТГ-3 (10 кВ)	ТШВ15Б 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 5719-76	ЗНОМ-15-63 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер: DEPO УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная
4	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – Литейная с отп. I цепь (ВЛ-103)	ТВ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110-57 НКФ 110 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22 Рег. № 86659-22 НКФ 110 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
5	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – Литейная с отп. II цепь (ВЛ-104)	ТВ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110-57 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22 Рег. № 86659-22 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
6	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – Северная с отп. на ПС Восточная (ВЛ-135)	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110-57 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22 Рег. № 86659-22 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер: DEPO УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная
7	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – Западная с отп. на ПС Восточная (ВЛ-136)	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110-57 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22 Рег. № 86659-22 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
8	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, КВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – КС-3-1 с отп. на ПС Феникс (КВЛ-141)	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22 НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
9	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – КС-3-2 с отп. на ПС Феникс (ВЛ-142)	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22 НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер: DEPO УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная
10	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – Смоленск-1 с отп. на ПС Смоленск 2 I цепь (ВЛ-143)	ТВ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22 Рег. № 86659-22 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
11	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – Смоленск-1 с отп. на ПС Смоленск 2 II цепь (ВЛ-144)	ТВ 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110-57 НКФ 110 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22 Рег. № 86659-22 НКФ 110 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
12	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – Козино с отп. на ПС Диффузион I цепь (ВЛ-151)	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22 НКФ 110-57 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер: DEPO УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная
13	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Смоленская ТЭЦ-2 – Козино с отп. на ПС Диффузион II цепь (ВЛ-152)	ТВ 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 19720-00	НКФ 110 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22 НКФ 110-57 110000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, ШОВ -1	ТГФМ-110 П* ТГФ110-П* 1000/5 Кл. т. 0,2S Кл. т. 0,5S Рег. № 36672-08 Рег. № 34096-07	НКФ 110-57 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22 Рег. № 86659-22 НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04	Сервер: DEPO УССВ: УСВ-3 Рег. № 84823-22	активная реактивная
15	Смоленская ТЭЦ-2, ОРУ-110 кВ, ШОВ -2	ТГФ110-П* 1000/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 34096-07	НКФ 110 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86659-22 НКФ 110-57 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 86658-22	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Допускается замена ТТ, ТН, 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 таблицах 3 и 4 метрологических характеристик. 2. Допускается замена УССВ на аналогичные средства измерений утвержденного типа. 3. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения, используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО). 4. Допускается замена ПО на аналогичное, с версией, не ниже указанной в описании типа средств измерений. 5 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, внося изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть. 						

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия и мощность)

Номер ИК и классы точности компонентов (средств измерений), входящих в состав уровня ИИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; счетчик 0,2S)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,4
14, 15 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 0,2S)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,8	3,0
	$0,01I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	1,8	2,9	5,4	2,0	3,0	5,5
<p>Примечания:</p> <p>1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).</p> <p>2. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электрической энергии от + 5 до + 35 °С.</p> <p>3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P=0,95$.</p>							

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия и мощность)

Номер ИК и классы точности компонентов (средств измерений), входящих в состав уровня ИИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности $P=0,95$ ($\pm\delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1	2	3	4	5	6
1 – 13 (ТТ 0,5; ТН 0,5; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,8	1,2	2,0	1,4
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,4	1,5	2,6	1,7
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	4,4	2,6	4,6	2,8

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
14, 15 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; счетчик 0,5)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,8	1,2	2,0	1,4
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,8	1,2	2,0	1,4
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	2,5	1,6	2,8	1,9
	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	4,6	2,7	5,1	3,1

Примечания:
 1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).
 2. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,8$; 0,5 и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчика электрической энергии от + 5 до + 35 °С.
 3. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.

Таблица 5 – Метрологические характеристики СОЕВ

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ относительно национальной шкалы времени UTC(SU), с	±5

Таблица 6 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	15
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды, °С	от 99 до 101 от 1 до 120 от 49,85 до 50,15 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °С магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 1 до 120 от 49,5 до 50,5 от 0,5 инд. до 0,8 емк. от -45 до +40 от +5 до +35 0,5

Продолжение таблицы 6

1	2
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более <p>Сервер АИИС КУЭ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>УССВ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более 	<p>90000</p> <p>3</p> <p>100000</p> <p>1</p> <p>180000</p> <p>2</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Счетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер АИИС КУЭ:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее 	<p>113</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания.

Регистрация событий:

- журнал счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчиках и сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера (серверного шкафа);
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера.

Возможность коррекции времени:

- счетчика (функция автоматизирована);
- сервера (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	ТШЛ 20	6
Трансформатор тока	ТШВ15Б	3
Трансформатор тока	ТВ	30
Трансформатор тока	ТГФМ-110 П*	1
Трансформатор тока	ТГФ110-П*	5
Трансформатор напряжения	ЗНОМ-15-63	9
Трансформатор напряжения	НКФ 110-57	5
Трансформатор напряжения	НКФ 110	7
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03	15
Устройство синхронизации времени	УСВ-3	1
Сервер АИИС КУЭ	DEPO	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2.0»	1
Формуляр	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Смоленской ТЭЦ-2 (АИИС КУЭ Смоленской ТЭЦ-2), аттестованной АО ГК «Системы и Технологии», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312308.

Нормативные документы, устанавливающие требования к средству измерений

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

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

Правообладатель

Публичное акционерное общество «Квадра» – «Генерирующая компания»
(ПАО «Квадра»)

ИНН 6829012680

Юридический адрес: 300012, Тульская обл., г. Тула, ул. Тимирязева, д. 99в

Телефон: (4872) 25-43-59

Изготовитель

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»
(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН 3327304235

Юридический адрес: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина,
д. 8А, пом. 27

Адрес места осуществления деятельности: 600014, Владимирская обл., г. Владимир,
ул. Лакина, д. 8

Телефон: (4922) 33-67-66, (4922) 33-79-60, (4922) 33-93-68

E-mail: st@sicon.ru

Испытательный центр

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»
(АО ГК «Системы и Технологии»)

Юридический адрес: 600014, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина,
д. 8А, пом. 27

Адрес места осуществления деятельности: 600014, Владимирская обл., г. Владимир,
ул. Лакина, д. 8

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312308.

