

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

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

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Ефремовской ТЭЦ предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами Ефремовской ТЭЦ, сбора, хранения, обработки и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ 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 (далее – ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электрической энергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ) АИИС КУЭ, включающий в себя устройства сбора и передачи данных СИКОН С1 (далее – УСПД) и каналобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК), включающий в себя сервер АИИС КУЭ, устройство синхронизации времени на базе GPS-приемника типа УСВ-1 (далее – УССВ), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее – АРМ), программное обеспечение (далее – ПО) «Пирамида 2000».

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 входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, 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 измерительную информацию от ИВК смежных АИИС КУЭ, зарегистрированных в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание шкалы всемирного координированного времени на всех уровнях системы (ИИК, ИВКЭ и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УССВ, синхронизирующим собственную шкалу времени со шкалой всемирного координированного времени UTC по сигналам навигационной системы GPS, получаемым от встроенного приемника GPS.

Сервер АИИС КУЭ периодически (1 раз в час) сравнивает показания своих часов с показаниями часов УССВ. Сервер АИИС КУЭ производит синхронизацию собственной шкалы времени со шкалой времени УССВ при любом расхождении часов сервера и УССВ.

УСПД, периодически (1 раз в 4 часа) сравнивает собственную шкалу времени со шкалой времени сервера АИИС КУЭ. Синхронизация шкалы времени УСПД со шкалой времени сервера АИИС КУЭ производится при наличии расхождения $\pm 1,5$ с и более.

Сравнение шкалы времени счетчиков со шкалой времени УСПД осуществляется во время сеанса связи со счетчиками. При отклонении шкалы времени счетчика от шкалы времени УСПД на ± 2 с и более, производится синхронизация шкалы времени счетчика, но не чаще одного раза в сутки.

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 счетчика, УСПД и сервера АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000». 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	ПО «Пирамида 2000»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 3.0
Цифровой идентификатор ПО (по MD5) Наименование программного модуля ПО: CalcClients.dll CalcLeakage.dll CalcLosses.dll Metrology.dll ParseBin.dll ParseIEC.dll ParseModbus.dll ParsePiramida.dll SynchroNSI.dll VerifyTime.dll	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее – ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2 – 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала				Вид электрической энергии и мощности
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/УССВ/Сервер	
1	2	3	4	5	6	7
1	Ефремовская ТЭЦ, ТГ-4 (6 кВ)	ТПШЛ-10 4000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04	УСПД: СИКОН С1 Рег. № 15236-03 УССВ: УСВ-1 Рег. № 28716-05 сервер АИИС КУЭ: iROBO	активная реактивная
2	Ефремовская ТЭЦ, ТГ-5 (6 кВ)	ТПШЛ-10 4000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1423-60	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная
3	Ефремовская ТЭЦ, ТГ-6 (10 кВ)	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 10000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12		активная реактивная
4	Ефремовская ТЭЦ, ТГ-7 (6 кВ)	ТШЛ 20 8000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1837-63	ЗНОМ-15-63 6000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 1593-70	СЭТ-4ТМ.03 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 27524-04		активная реактивная
5	Ефремовская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, ф. 6 кВ ПС БХЗ Ввод 2	ТПЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1276-59	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
6	Ефремовская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, ф. 6 кВ ПС 8 Ввод 3	ТПЛ-10с 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 29390-05	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
7	Ефремовская ТЭЦ, ЗРУ-6 кВ, ф. 6 кВ ПС 8 Ввод 2	ТПФМ-10 300/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 814-53	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСПД: СИКОН С1 Рег. № 15236-03 УССВ: УСВ-1 Рег. № 28716-05 сервер АИИС КУЭ: iROBO	активная реактивная
8	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 12 Ввод 2	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
9	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 5 Ввод 2	ТВЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
10	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 15 Ввод 4	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
11	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 6 Ввод 2	ТВЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
12	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 45 Ввод 2	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
13	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 28 Ввод 3	ТВЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
14	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 15 Ввод 2	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НТМИ-6 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 380-49	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСПД: СИКОН С1 Рег. № 15236-03 УССВ: УСВ-1 Рег. № 28716-05 сервер АИИС КУЭ: iROBO	активная реактивная
15	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС БХЗ Ввод 1	ТВЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
16	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 12 Ввод 1	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
17	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 15 Ввод 1	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
18	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 6 Ввод 1	ТВЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
19	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 45 Ввод 1	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
20	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 28 Ввод 1	ТВЛ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
21	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 15 Ввод 3	ТПОЛ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСПД: СИКОН С1 Рег. № 15236-03 УССВ: УСВ-1 Рег. № 28716-05 сервер АИИС КУЭ: iROBO	активная реактивная
22	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 5 Ввод 1	ТВЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
23	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС Элеватор 1	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
24	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС Плотина Ввод 1	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
25	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 9	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НАМИ-10 6000/100 Кл. т. 0,2 Рег. № 11094-87	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
26	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС Ефремов	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
27	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС БХЗ Ввод 3	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
28	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС Плотина Ввод 2	ТВЛ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСПД: СИКОН С1 Рег. № 15236-03 УССВ: УСВ-1 Рег. № 28716-05 сервер АИИС КУЭ: iROBO	активная реактивная
29	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 28 Ввод 2	ТВЛМ-10 1000/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
30	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС 8 Ввод 1	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
31	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС РСР	ТВЛМ-10 400/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
32	Ефремовская ТЭЦ, ГРУ-2 6 кВ, ф. 6 кВ ПС Элеватор 2	ТВЛМ-10 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 6000/100 Кл. т. 0,5 Рег. № 2611-70	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
33	Ефремовская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ – Ефремов №1	ТФЗМ-110Б 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 2793-88	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01		активная реактивная
34	Ефремовская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ – Ефремов №2	ТФЗМ 110Б-IV 600/5 Кл. т. 0,5 Рег. № 26422-04	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.03.01 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 27524-04		активная реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
35	Ефремовская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ – Ефремов №3	ТВИ-110 600/5 Кл. т. 0,5S Рег. № 30559-05	НКФ-110-57 У1 110000:√3/100:√3 Кл. т. 0,5 Рег. № 14205-94	СЭТ-4ТМ.02.2 Кл. т. 0,5S/1,0 Рег. № 20175-01	УСПД: СИКОН С1 Рег. № 15236-03 УССВ: УСВ-1 Рег. № 28716-05	активная реактивная
36	Ефремовская ТЭЦ, ОРУ-110 кВ, КВЛ 110 кВ Ефремовская ТЭЦ – Звезда с отпайкой на Глюкозную	ТАТ 300/1 Кл. т. 0,5S Рег. № 45806-10	ТVBs 110000:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Рег. № 29693-05	СЭТ-4ТМ.03М.16 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 36697-12	сервер АИИС КУЭ: iROBO	активная реактивная

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

Номер ИК	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 φ = 1	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 1	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1; 2 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5S)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,9	1,2	2,0	1,5	2,0	2,5
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,1	1,6	2,8	1,7	2,2	3,2
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,8	2,8	5,3	2,2	3,2	5,5
3; 4 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 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
5 – 14; 26 – 33 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,1I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,1I_{н1}$	1,8	3,0	5,5	2,3	3,4	5,7
15 – 25 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5S)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,9	1,2	2,0	1,5	2,0	2,5
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,1	1,6	2,8	1,7	2,2	3,2
	$0,1I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,8	2,8	5,3	2,2	3,2	5,5
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,1I_{н1}$	1,8	3,0	5,4	2,2	3,3	5,6
34 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,0	1,4	2,3	1,6	2,1	2,7
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,2	1,7	3,0	1,7	2,3	3,4
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,8	2,9	5,4	2,3	3,3	5,6
35 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,9	1,2	2,0	1,5	2,0	2,5
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,9	1,2	2,0	1,5	2,0	2,5
	$0,1I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,1	1,6	2,8	1,7	2,2	3,2
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,1I_{н1}$	1,1	1,8	2,9	1,7	2,4	3,3
	$0,01I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,0	3,0	5,4	2,5	3,3	5,6
36 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 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

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

Номер ИК	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 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 1)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,7	2,5	2,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,5	1,7	3,0	2,3
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,5	2,8	5,2	3,6
3 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,2	2,4	2,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	2,9	2,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,3	2,5	4,6	3,0
4 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,5	2,1	1,7
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,4	1,5	2,6	1,7
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,4	2,6	4,6	2,8
5 – 14; 26 – 33 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,8	2,7	2,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	3,1	2,4
	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,5	2,8	5,0	3,3
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	4,6	2,9	5,3	3,6
15 – 25 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 1)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,7	2,5	2,3
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,5	1,7	3,0	2,3
	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,4	2,7	4,9	3,2
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	4,5	2,8	5,2	3,6
34 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,8	2,7	2,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,6	1,8	3,1	2,4
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	4,6	2,9	5,3	3,6
35 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 1)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	2,1	1,8	2,7	2,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	2,1	1,6	2,7	2,2
	$0,1I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,7	1,9	3,4	2,6
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,1I_{H1}$	2,9	2,1	3,8	3,0
36 (ТТ 0,5S; ТН 0,5; Сч 0,5)	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	1,9	1,2	2,4	2,0
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,9	1,2	2,4	2,0
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	2,4	1,5	2,9	2,2
	$0,02I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	4,4	2,7	4,7	3,1

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электрической энергии и средней мощности (получасовой).

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

3. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 1,0; 0,8; 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электрической энергии от плюс 5 до плюс 35 °С.

4 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	36
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ <p>температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>от 0,5 инд. до 0,8 емк.</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 $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos\phi$ <p>температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С</p> <p>температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С</p>	<p>от 90 до 110</p> <p>от 1 до 120</p> <p>от 49,5 до 50,5</p> <p>от 0,5 инд. до 0,8 емк.</p> <p>от -45 до +40</p> <p>от +5 до +35</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <p>СЭТ-4ТМ.03, СЭТ-4ТМ.02</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более <p>СЭТ-4ТМ.03М</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч - среднее время восстановления работоспособности, сут, не более <p>УСПД</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч - 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 	<p>90000</p> <p>2</p> <p>165000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>2</p> <p>100000</p> <p>1</p> <p>35000</p> <p>2</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - график средних мощностей за интервал 30 мин, суток 	<p>113</p> <p>10</p> <p>45</p>

Окончание таблицы 5

1	2
Сервер: - хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений, лет, не менее	3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения (в т. ч. и пофазного);
- коррекции времени в счетчике;

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени УСПД.

- журнал сервера:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчиках, УСПД и сервере.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера (серверного шкафа);

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- счетчика;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- сервере (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована);
- 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 на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Ефремовской ТЭЦ типографским способом.

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Рег. №	Количество, экз.
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	1423-60	4
Трансформаторы тока	ТШЛ 20	1837-63	4
Трансформаторы тока	ТПЛ-10с	29390-05	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	1276-59	2
Трансформаторы тока	ТПФМ-10	814-53	2
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	1261-59	16
Трансформаторы тока	ТВЛ-10	1856-63	34
Трансформаторы тока	ТФЗМ-110Б	2793-88	3
Трансформаторы тока	ТФЗМ 110Б-IV	26422-04	3
Трансформаторы тока	ТВИ-110	30559-05	3
Трансформаторы тока	ТАТ	45806-10	3
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	11094-87	3
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-15-63	1593-70	6
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	2611-70	3
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6	380-49	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110-57 У1	14205-94	9
Трансформаторы напряжения	TVBs	29693-05	3
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03	27524-04	4
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-12	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.02	20175-01	30
Контроллеры сетевые промышленные	СИКОН С1	15236-03	2
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	28716-05	1
Сервер АИИС КУЭ	iROBO	–	1
Методика поверки	МП 1-2019	–	1
Формуляр	-	–	1

Поверка

осуществляется по документу МП 1-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) Ефремовской ТЭЦ. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному АО ГК «Системы и Технологии» 26 апреля 2019 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока – по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- трансформаторов напряжения – по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- по МИ 3195-2009. «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- по МИ 3196-2009. «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;

- счетчиков СЭТ-4ТМ.03 – по документу ИЛГШ.411152.124 РЭ1, являющемуся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.124 РЭ, согласованному с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10 сентября 2004 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.02 – по документу «Счетчики активной и реактивной электрической энергии переменного тока, статические, многофункциональные СЭТ-4ТМ.02. Руководство по эксплуатации. ИЛГШ.411152.087 РЭ1», раздел «Методика поверки», согласованному ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 5 ноября 2001 г.;
- счетчиков СЭТ-4ТМ.03М – по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145РЭ1», утвержденному руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 4 мая 2012 г.;
- СИКОН С1 – по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С1. Методика поверки ВЛСТ 235.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.;
- УСВ-1 – по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» «15» декабря 2004 г.;
- устройство синхронизации времени УСВ-2, измеряющее текущие значения времени и даты по сигналам навигационных систем ГЛОНАСС/GPS (Рег. № 41681-10);
- термогигрометр «Ива-6А-КП-Д»: диапазон измерений температуры от минус 20 до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 0 до 90 %, дискретность 0,1 % (Рег. № 46434-11);
- миллитесламетр ТПУ: диапазон измерений магнитной индукции от 0,01 до 1999 мТл (Рег. № 28134-12).

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии Ефремовской ТЭЦ (АИИС КУЭ Ефремовской ТЭЦ), аттестованной АО ГК «Системы и технологии», регистрационный номер в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений RA.RU.312308.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ) Ефремовской ТЭЦ

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 Группа Компаний «Системы и Технологии»

(АО ГК «Системы и Технологии»)

ИНН 3327304235

Адрес: 600014, Владимирская область, г. Владимир, ул. Лакина, д. 8А, помещение. 27

Тел.: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 33-67-66

E-mail: st@sicon.ru

Испытательный центр

Акционерное общество Группа Компаний «Системы и Технологии»

(АО ГК «Системы и Технологии»)

Адрес: 600026, Владимирская обл., г. Владимир, ул. Лакина, д. 8

Телефон: (4922) 33-67-66

Факс: (4922) 33-93-68

E-mail: st@sicon.ru

Регистрационный номер RA.RU.312308 в Реестре аккредитованных лиц в области обеспечения единства измерений Росаккредитации.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.