

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 2495 от 27.11.2018 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»-II очередь

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»-II очередь (далее по тексту - АИИС КУЭ), каналы которой входят в систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ» (Рег.№ 39615-08) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии, потребленной за установленные интервалы времени, автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации, а также передачу данных в утвержденных форматах другим удаленным заинтересованным пользователям. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную трехуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень-измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики электрической энергии многофункциональные.

2-й уровень-измерительно-вычислительный комплекс (ИВК) включающий в себя контроллеры сетевые индустриальные (УСПД) СИКОН С70, СИКОН С50, устройство синхронизации времени УСВ-1, каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень - представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), который включает в себя основной сервер типа HPE ProLiant DL360 Gen10, локально-вычислительную сеть, программное обеспечение «Пирамида 2000», автоматизированное рабочее место, технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы. Технические средства для обеспечения локальной вычислительной сети (ЛВС) и разграничения доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счётчика электрической энергии. В счётчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счётчика вычисляются мгновенные значения активной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;

- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Результаты измерений для каждого интервала измерения и 30-минутные данные коммерческого учёта соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на входы УСПД (где производится хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам. На верхнем - третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Данные об энергопотреблении с ИВК передаются по выделенному каналу сети "Интернет" в АО АТС", ООО "ЭСКБ", ООО "Газпром нефтехим Салават", АО "СО ЕЭС" РДУ, АО "Межрегионэнергосбыт". В качестве резервного канала используется телефонная сеть связи общего пользования (ТфСОП) с отдельным телефонным номером, организованная от ИВК.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), созданной на основе устройства синхронизации времени УСВ-1, принимающего сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS), установленного на уровне ИВКЭ. Часы УСПД синхронизированы со временем УСВ-1, корректировка часов УСПД выполняется при расхождении часов УСПД и УСВ-1 на $\pm 0,1$ с. Сличение времени часов УСПД с временем часов ИВК происходит при каждом опросе, при расхождении времени часов УСПД с временем часов ИВК на ± 1 с выполняется их корректировка. Сличение показаний часов счетчиков и часов УСПД производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов счетчиков осуществляется при расхождении с часами УСПД на величину более ± 1 с.

Журналы событий счетчика электрической энергии, сервера отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) до и после проведения процедуры коррекции часов устройств.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ на уровне ИВК используется программное обеспечение (далее-ПО) «Пирамида 2000» (Версия 3.0) ЗАО ИТФ «Системы и технологии. 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 Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значения
Наименование ПО	Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений
Идентификационное наименование модуля ПО	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	1.0.0.0
Цифровой идентификатор ПО	9FA97BA8
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	CRC32

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (далее-ИК) приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование ИК	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ/УСПД/Сервер
1	2	3	4	5	6
100	НСТЭЦ 3РУ-110 кВ №1 яч. №3, В-1 АТ-1	ф.А ТВ-ЭК 110М3А УХЛ1 ф.В ТВ-ЭК 110М3А УХЛ1 ф.С ТВ-ЭК 110М3А УХЛ1 800/5 КТ 0,2S Рег.№56255-14	ф.А НКФ-110-57 ф.В НКФ-110-57 ф.С НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Рег.№14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	
101	НСТЭЦ 3РУ-110 кВ №1 яч. №4, ОВ-1	ф.А ТВ-ЭК 110М3А УХЛ1 ф.В ТВ-ЭК 110М3А УХЛ1 ф.С ТВ-ЭК 110М3А УХЛ1 1000/5 КТ 0,2S Рег.№56255-14	ф.А НКФ-110-57 ф.В НКФ-110-57 ф.С НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Рег.№14205-05	СЭТ-4ТМ.03 КТ 0,2S/0,5 Рег.№27524-04	
102	НСТЭЦ 3РУ-110 кВ №1 яч. №9, ВЛ 110 кВ НСТЭЦ- Самаровка	ф.А ТВ-ЭК 110М3С УХЛ1 ф.В ТВ-ЭК 110М3С УХЛ1 ф.С ТВ-ЭК 110М3С УХЛ1 400/5 КТ 0,2S Рег.№39966-10	ф.А НКФ-110-57 ф.В НКФ-110-57 ф.С НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Рег.№14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	УСВ-1. Рег.№28716-05 СИКОН С70. Рег.№ 28822-05 HPE ProLiant DL360 Gen10
103	НСТЭЦ 3РУ-110 кВ №1 яч. №15, В-2 АТ-1	ф.А ТВ-ЭК 110М3А УХЛ1 ф.В ТВ-ЭК 110М3А УХЛ1 ф.С ТВ-ЭК 110М3А УХЛ1 800/5 КТ 0,2S Рег.№56255-14	ф.А НКФ-110-57 ф.В НКФ-110-57 ф.С НКФ-110-57 110000/100 КТ 0,5 Рег.№14205-05	СЭТ-4ТМ.03М КТ 0,2S/0,5 Рег.№36697-12	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
104	НСТЭЦ ГРУ-6 кВ яч.№ 41Б 110Т ПГУ-410Т	ф.А ТПОЛ-10-УЗ ф.С ТПОЛ-10-УЗ 600/5 КТ 0,5S Рег.№47958-11	НТМИ-6-66 (модификация НТМИ-6-66 УЗ) ф.А,В,С 6000/100 КТ 0,5 Рег.№2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№ 36697-12	УСВ-1. Рег.№28716-05 СИКОН С50. Рег.№ 28523-05 HPE ProLiant DL360 Gen10
105	НСТЭЦ ГРУ-6 кВ яч .№ 61А РТП-62	ф.А ТПОЛ-10-УЗ ф.С ТПОЛ-10-УЗ 1000/5 КТ 0,5S Рег.№47958-11	НТМИ-6-66 ф.А,В,С 6000/100 КТ 0,5 Рег.№2611-70	СЭТ-4ТМ.03М.01 КТ 0,5S/1,0 Рег.№36697-12	

Примечания:

- 1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.
- 2 Допускается замена УСПД, УССВ на аналогичные утвержденных типов.
- 3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики ИК

Номер ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm d$), %	Границы погрешности в рабочих условиях, ($\pm d$), %
100-103	Активная	0,9	2,3
	Реактивная	1,3	1,4
104-105	Активная	1,3	5,6
	Реактивная	2,1	3,6

Примечания:

- 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).
- 2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности $P = 0,95$.
- 3 Границы погрешности результатов измерений приведены для $\cos\phi=0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и при $\cos\phi=0,5$ инд, токе ТТ, равном 1(2) % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от 15 до 35 °C.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	6
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °C - частота, Гц	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 50
Условия эксплуатации параметры сети: - напряжение, % от $U_{\text{ном}}$ - ток, % от $I_{\text{ном}}$ - коэффициент мощности $\cos j$ ($\sin j$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C - температура окружающей среды для счетчиков, °C Счетчики СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.03М.01, СЭТ-4ТМ.03 -температура окружающей среды для сервера, °C -температура окружающей среды для УСПД, °C СИКОН С50, СИКОН С70 - атмосферное давление, кПа - относительная влажность, %, не более - частота, Гц	от 90 до 110 от 1 до 120 от 0,5 инд. до 1 емк от -40 до +60 от -40 до +70 от -40 до +60 от +10 до + 35 от +10 до + 35 от -10 до + 50 от 80 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых компонентов Счетчики СЭТ-4ТМ.03 М, СЭТ-4ТМ.03 М.01: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Счетчики СЭТ-4ТМ.03: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД СИКОН С50: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее УСПД СИКОН С70: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 90000 100000 70000 89600 1
Глубина хранения информации Счетчики СЭТ-4ТМ.03 М, СЭТ-4ТМ.03 М.01: -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 мин, сут	114
СЭТ-4ТМ.03 -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 мин, месяцев	3,7

Продолжение таблицы 4

1	2
Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее УСПД (СИКОН С70, СИКОН С50): - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электроэнергии по каждому каналу и электроэнергии, потребленной за месяц, по каждому каналу, сут, не менее	3,5 45
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

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

В журналах событий фиксируются факты:

- в журнале событий счётчика и УСПД:
- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени;
- в журнале сервера:
- даты начала регистрации измерений;
- перерывов электропитания;
- потери и восстановления связи со счётчиками;
- программных и аппаратных перезапусков;
- корректировки времени в счетчике и сервере;
- изменения ПО.

Защищённость применяемых компонентов:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт
Трансформатор тока	ТВ-ЭК (модификация ТВ-ЭК 110М3А УХЛ1)	9
	ТВ-ЭК (модификация ТВ-ЭК 110М3С УХЛ1),	3
	ТПОЛ-10-УЗ	4
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2
	НКФ-110-57	3
Счетчики электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03	1
	СЭТ-4ТМ.03М	2
	СЭТ-4ТМ.03М.01	3
Устройство синхронизации системного времени	УСВ-1	1
Основной сервер	HPE ProLiant DL360 Gen10	1
Документация		
Методика поверки	МП 4222-05-7714348389-2016	1
Формуляр	ФО 4222-05-7714348389-2018 с Изменением №1	1

Проверка

осуществляется по документу МП 4222-05-7714348389-2016. «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ»-II очередь». Методика поверки, утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 30.03.2016 г.

Основные средства поверки:

- ТТ - по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН - по ГОСТ 8.216-2011;

- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М в соответствии с документом ИЛГШ.411152.145РЭ1. «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;

- счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03 в соответствии с документом ИЛГШ.411152.124 РЭ1. «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03. Методика поверки», утвержденным руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;

- устройство синхронизации времени УСВ-1 в соответствии с документом «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000 МП», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12. 2004 г.;

- контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1, утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 17.01. 2005 г.;

- контроллеры сетевые индустриальные СИКОН С50. Методика поверки ВЛСТ 198.00.000 И1, утвержденная ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» 23.07. 2010 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы GlobalPositioningSystem (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);

- мультиметр «Ресурс-ПЭ-5» (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 33750-12).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика (метод) измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно - измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ» - II очередь. МВИ 26.51.43-05-7714348389-2018, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ», аттестат об аккредитации № RA.RU 311281 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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

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

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д.2, к. 12

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Модернизация системы автоматизированной информационно – измерительной коммерческого учета электрической энергии ООО «Ново-Салаватская ТЭЦ» - II очередь в части внесенных изменений проведена:

Общество с ограниченной ответственностью «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»
(ООО «ЭНЕРГОМЕТРОЛОГИЯ»)

ИНН 7714348389

Адрес: 125040, г. Москва, ул. Ямского поля 3-я, д.2, к. 12

Телефон: 8 (495) 230-02-86

E-mail: info@energometrologia.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Самарской области»

(ФБУ Самарский ЦСМ)

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

Телефон: 8 (846) 336-08-27

Факс: 8 (846) 336-15-54

E-mail: referent@samaragost.ru

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

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.