

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Воронежская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Воронежская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ (далее по тексту - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень - представляет собой информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД), блок синхронизации часов реального времени БСЧРВ-011М (БСЧРВ), локально-вычислительную сеть, программное обеспечение ПО «Энфорс АСКУЭ», 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 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 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 учета соотнесены с текущим московским временем. Результаты измерений передаются в целых числах кВт·ч.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на ИВК, где осуществляется вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов тока и напряжения, хранение измерительной информации и передача измерительной информации.

ИВК АИИС КУЭ раз в сутки формирует отчеты в формате XML, подписывает электронной цифровой подписью (ЭЦП) и отправляет по выделенному каналу связи сети Internet в АО «АТС», региональному филиалу АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы. АИИС КУЭ оснащена БСЧРВ, установленным в телекоммуникационном шкафу. От БСЧРВ, подключенного к преобразователю-коммуникатору по каналу RS-232, осуществляется синхронизация ИВК и счетчиков. Время задержки коррекции часов БСЧРВ составляет 0,01 с. Сравнение и коррекция часов серверов с часами БСЧРВ производится 1 раз в 30 минут. Часы счетчиков синхронизированы по времени с часами БСЧРВ, сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи (1 раз в 30 минут), коррекция часов счетчиков осуществляется при обнаружении расхождения с часами БСЧРВ более ± 1 с, но не чаще одного раза в сутки.

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 Воронежская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ используется ПО «Энфорс АСКУЭ» (версия не ниже 1.6.20.64). 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 признаки	Значение
1	2
Идентификационное наименование модуля администратора	Enfadmin.exe
Цифровой идентификатор ПО	B80F4F4656ED3BCA2CBD6BAE501783CF
Идентификационное наименование модуля оперативного контроля	NewOpcon.exe
Цифровой идентификатор ПО	1374C5A36E8BACEFF6ADD7881DD88BEC
Идентификационное наименование модуля оперативного контроля	New_Graph_KWN.exe)
Цифровой идентификатор ПО	8EF7D6F661A2D38764E82E09A01D5
Идентификационное наименование модуля формирования отчетов	NewReports.exe
Цифровой идентификатор ПО	D2A12BAEDF77533F8B36C9B5616BC6DB
Идентификационное наименование модуля ручной обработки	Dataproc.exe
Цифровой идентификатор ПО	A321BA7E0F168D6C7D37BC806D12CBC0
Идентификационное наименование модуля ручного и автоматического ввода, данного	Medit.exe
Цифровой идентификатор ПО	0FB2E42D0CC73754FC2512F9ABFC5D7E
Идентификационное наименование модуля Модуль «Экспорт данных в Excel»	ExportToExcel_2000.exe
Цифровой идентификатор ПО	01DA6598B983CB8B62650A1652566773

Продолжение таблицы 1

1	2
Идентификационное наименование модуля экспорта-импорта данных в формате АСКП	Enf ASKP.exe
Цифровой идентификатор ПО	FCB165EA38726E2DF6DB27C525358D4A
Идентификационное наименование модуля формирования и отправки актов перетоков электроэнергии (макет 51070 XML)	NewM51070 18.10.2011.exe
Цифровой идентификатор ПО	17248E413195CC394019F0D3FF17B087
Идентификационное наименование модуля формирования и отправки макетов 80020 в ОАО «АТС»	M80020 18.10.2011.exe
Цифровой идентификатор ПО	C4B748E115B152572D07E90B5AFE8452
Идентификационное наименование модуля формирования и отправки макета 80040 и 80050	M80050.exe
Цифровой идентификатор ПО	625F522FE1A9C85B76AA3667446CD8A4
Идентификационное наименование модуля загрузки данных из текстовых файлов	Load-DataFromTXT.exe
Цифровой идентификатор ПО	7A48D7B7BCB883B1FAB50852EBBD84C2
Идентификационное наименование модуля (Enfc_Log.exe)	Enfc_Log.exe
Цифровой идентификатор ПО	DE6529F1492B527A8768BCF6FC586D1A
Идентификационное наименование модуля настройки подключения к серверу Oracle	En-flogon.exe
Цифровой идентификатор ПО	6CB1DE1EF5CC2FB3B9C9C904E36B0355
Номер версии (идентификационный номер) ПО	2.2.12.3
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование измерительного канала	Состав измерительного канала			
		Трансформатор тока	Трансформатор напряжения	Счетчик электрической энергии	УССВ / ИВК
1	2	3	4	5	6
41	Воронежская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, яч.4, ВЛ-110-4	СТIG-110 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 49226-12	VDGW2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$, КТ 0,2 Рег. № 43486-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	БСЧРВ-011М./ HP DL180G6E5620
42	Воронежская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, яч.9, ВЛ-110-5	СТIG-110 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 49226-12	VDGW2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$, КТ 0,2 Рег. № 43486-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	
45	Воронежская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ, яч.10, ВЛ-110-24	СТIG-110 1000/1, КТ 0,2S Рег. № 49226-12	VDGW2 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$, КТ 0,2 Рег. № 43486-09	СЭТ-4ТМ.03М.16 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 36697-17	

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 3 метрологических характеристик.

2 Допускается замена БСЧРВ 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 ($\pm d$), %
41,42,45	Активная	0,6	0,8
	Реактивная	1,0	1,7

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 $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 100 % от $I_{ном}$ для нормальных условий и при $\cos\varphi=0,8$, токе ТТ, равном 5 % от $I_{ном}$ для рабочих условий, при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от +5 до +35 °С.

Таблица 4 – Основные технические характеристики АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	3
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - температура окружающей среды для счетчиков, °С - частота, Гц	от 98 до 102 от 100 до 120 0,8 от +21 до +25 50
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды для счетчиков, °С: СЭТ-4ТМ.03М - температура окружающей среды для сервера, °С: - 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 +70 от -40 до +70 от +10 до +30 от 80 до 106,7 98 от 49,6 до 50,4
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Счетчики: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее СЭТ-4ТМ.03М Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	165000 100000 1
Глубина хранения информации Счетчики: СЭТ-4ТМ.03М -каждого массива профиля при времени интегрирования 30 мин, сут Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	114 3,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с	±5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники ОРЭМ с помощью электронной почты и сотовой связи.
- В журналах событий фиксируются факты:
 - в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчика;

- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера БД;
- защита на программном уровне :
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - 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	СТIG-110	9
Трансформатор напряжения	VDGW2	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	СЭТ-4ТМ.03М.16	3
Блок синхронизации часов реального времени	БСЧРВ-011М	1
Основной сервер	HP ProLiant ML110 G6	1
Резервный сервер	Supermicro 6024H	1
Автоматизированное рабочее место	АРМ	1
Документация		
Методика поверки	МП 26.51.43-48-7714348389-2018	1
Формуляр	ФО 26.51.43-48-7714348389-2018	1

Поверка

осуществляется по документу МП 26.51.43-48-7714348389-2018. «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Воронежская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Самарский ЦСМ» 18.07.2018 г.

Основные средства поверки:

- ТТ - по ГОСТ 8.217-2003;
- ТН - по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или 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 ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2012 г.;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы GlobalPositioningSystem (GPS) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 27008-04);
- измеритель влажности и температуры ИВТМ-7 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 15500-12);
- миллитесламетр портативный универсальный ТПУ-04 (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде 28134-04);
- 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 измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Воронежская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ». МВИ 26.51.43-48-7714348389-2018, аттестованной ФБУ «Самарский ЦСМ», аттестат об аккредитации № RA.RU.311290 от 16.11.2015 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Воронежская ТЭЦ-1, ЗРУ-110 кВ

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

Испытательные центры

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

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

Федеральное бюджетное учреждение "Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Ульяновской области" (ФБУ «Ульяновский ЦСМ»)

Адрес: 432002, г. Ульяновск, ул. Урицкого, 13

Телефон: 8 (842) 246-42-13

Факс: 8 (842) 243-52-35

Аттестат аккредитации ФБУ «Ульяновский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311693 от 22.06.2016 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2018 г.