

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГТ Энерго» ГТ-ТЭЦ «Орловская» и ГТ-ТЭЦ «Мичуринская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГТ Энерго» ГТ-ТЭЦ «Орловская» и ГТ-ТЭЦ «Мичуринская» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, сбора, обработки, хранения, формирования отчётных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электрической энергии в режиме измерений активной электрической энергии по ГОСТ Р 52323-2005, и в режиме измерений реактивной электрической энергии по ГОСТ Р 52425-2005, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325L (далее – УСПД), устройство синхронизации системного времени УССВ и каналообразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) включает в себя сервер с программным обеспечением (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», устройство синхронизации системного времени УССВ, автоматизированное рабочее место, расположенные в центре сбора и обработки информации (далее – ЦСОИ) АО «ГТ Энерго», а также каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Измерительные каналы (далее – ИК) состоят из трех уровней АИИС КУЭ.

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. 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 вычисленных мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

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.

Для ИК №№ 1, 2 цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи интерфейса RS-485 поступает на входы УСПД, где осуществляется обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, накопление, хранение и передача полученных данных на сервер, расположенный в ЦСОИ АО «ГТ Энерго», по каналу связи сети Ethernet (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи стандарта GSM.

Для остальных ИК цифровой сигнал с выходов счётчиков посредством Ethernet-коммутатора по каналу связи сети Ethernet (основной канал связи) поступает на сервер, расположенный в ЦСОИ АО «ГТ Энерго». При отказе основного канала связи опрос счётчиков выполняется по резервному каналу связи стандарта GSM. На сервере, расположенном в ЦСОИ АО «ГТ Энерго», осуществляется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, её формирование и хранение в базе данных АИИС КУЭ, оформление отчетных документов.

Передача информации от сервера, расположенного в ЦСОИ АО «ГТ Энерго», в ПАК АО «АТС» за подписью ЭЦП субъекта ОРЭ, ОАО «СО ЕЭС» и в другие смежные субъекты ОРЭ осуществляется по каналу связи с протоколом TCP/IP сети Internet в виде xml-файлов формата 80020 в соответствии с приложением 11.1.1 «Формат и регламент предоставления результатов измерений, состояния средств и объектов измерений в АО «АТС», ОАО «СО ЕЭС» и смежным субъектам» к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровни ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена устройствами синхронизации системного времени на базе УССВ-35HVS, синхронизирующими часы измерительных компонентов системы по сигналам проверки времени, получаемым от GPS-приемников.

Сравнение показаний часов УСПД с УССВ, расположенным в ПС 110/10 кВ Северная, осуществляется 1 раз в 30 минут, корректировка часов УСПД производится при расхождении с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов сервера, расположенного в ЦСОИ АО «ГТ Энерго», с соответствующим УССВ, осуществляется 1 раз в 30 минут, корректировка часов сервера производится при расхождении с УССВ на величину более ± 1 с.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами УСПД (для ИК №№ 1, 2) производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов УСПД на величину более ± 1 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Сравнение показаний часов счетчиков с часами сервера, расположенного в ЦСОИ АО «ГТ Энерго», (для ИК №№ 3, 4, 5, 6) производится во время сеанса связи. Корректировка часов счётчиков осуществляется при расхождении показаний часов счётчика и часов сервера на величину более ± 1 с, но не чаще 1 раза в сутки.

Для ИК №№ 1, 2 передача информации от счётчиков электрической энергии до УСПД, от УСПД до сервера, и для ИК №№ 3, 4, 5, 6 – от счётчиков электрической энергии до сервера реализована с помощью каналов связи. Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность СОЕВ не превышает ± 5 с.

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

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО обеспечивает защиту измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами ПО «АльфаЦЕНТР».

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение					
Идентификационное наименование ПО	Amrserver.exe	Amrc.exe	Ame- ta.exe	Cdbora2. dll	Encrypt- dll.dll	Alpha- mess.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.04.01					
Цифровой идентификатор ПО	101c059a 8cd564ab db880ddb 18ffbdbc	b03481e5 4f4a2dd5 799a898c 94330c3a	b4fad823 d4c02011 3d79b9d5 4bf632ab	39c3cefb dbb1f5a4 7082b8a9 47bdea76	0939ce05 295fbcbb ba400eea e8d0572c	b8c331ab b5e34444 170eee93 17d635cd
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5					

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений - «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 — Состав 1-го, 2-го и 3-го уровней ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Но- мер точки изме- рений	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты				Сервер	Вид элек- тро- энер- гии	Метрологические характеристики ИК*	
			ТТ	ТН	Счетчик электрической энергии	УСПД			Пределы до- пускае- мой основ- ной отно- сительной погрешно- сти, ($\pm\delta$) %	Пределы до- пускаемой относитель- ной погреш- ности в ра- бочих усло- виях, ($\pm\delta$) %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
АО «ГТ Энерго» ГТ-ТЭЦ «Орловская»										
1	1.1	ПС 110/10 кВ «Се- верная», ГРУ-10 кВ, 1С-10 кВ, яч.3	CTS 12 1250/5 Кл.т. 0,5	ТJP 4.1 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	ПСЧ- 4TM.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	RTU- 325L	НР ProLiant ML370	актив- ная	1,3	3,4
			Госреестр № 38209-08	Госреестр № 51401-12	Госреестр № 46634-11			реак- тив- ная	2,5	5,9
2	1.2	ПС 110/10 кВ «Се- верная», ГРУ-10 кВ, 2С-10 кВ, яч.4	CTS 12 1250/5 Кл.т. 0,5	ТJP 4.1 10000: $\sqrt{3}/100:\sqrt{3}$ Кл.т. 0,5	ПСЧ- 4TM.05МК.00 Кл.т. 0,5S/1,0	Госре- естр № 37288-08	НР ProLiant ML370	актив- ная	1,3	3,4
			Госреестр № 38209-08	Госреестр № 51401-12	Госреестр № 46634-11			реак- тив- ная	2,5	5,9

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
АО «ГТ Энерго» ГТ-ТЭЦ «Мичуринская»										
3	1	Мичуринская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 1сКРУ-6 кВ, яч.13	ARJP3/N2J 1250/5 Кл.т. 0,5 Госреестр № 50463-12	VRQ3n/S2 6300:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Госреестр № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	—	HP ProLiant ML370	актив- ная	1,1	3,0
								реак- тив- ная	2,3	4,9
4	2	Мичуринская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 2сКРУ-6 кВ, яч.12	ARJP3/N2J 1250/5 Кл.т. 0,5 Госреестр № 50463-12	VRQ3n/S2 6300:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Госреестр № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	—		актив- ная	1,1	3,0
								реак- тив- ная	2,3	4,9
5	3	Мичуринская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 3сКРУ-6 кВ, яч.13	ARJP3/N2J 1250/5 Кл.т. 0,5 Госреестр № 50463-12	VRQ3n/S2 6300:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Госреестр № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	—	актив- ная	1,1	3,0	
							реак- тив- ная	2,3	4,9	
6	4	Мичуринская ГТ-ТЭЦ, КРУ-6 кВ, 4сКРУ-6 кВ, яч.12	ARJP3/N2J 1250/5 Кл.т. 0,5 Госреестр № 50463-12	VRQ3n/S2 6300:√3/100:√3 Кл.т. 0,5 Госреестр № 21988-01	СЭТ-4ТМ.03М Кл.т. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-12	—	актив- ная	1,1	3,0	
							реак- тив- ная	2,3	4,9	

*Примечания:

1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены пределы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.

2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии и средней мощности на интервале времени 30 минут.

3 Основная погрешность рассчитана для следующих условий:

- параметры сети: напряжение $(0,95-1,05)U_n$; ток $(1,0-1,2)I_n$; $\cos \varphi = 0,9$ инд.; частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- температура окружающей среды: (20 ± 5) °С.

4 Рабочие условия эксплуатации:

Для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения $(0,9-1,1)U_{n1}$; диапазон силы первичного тока $(0,05-1,2)I_{n1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) $0,5-1,0$ ($0,5-0,87$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- температура окружающего воздуха от - 45 до + 40 °С;

- относительная влажность воздуха не более 98 % при + 25 °С;

- атмосферное давление от 84,0 до 106,7 кПа.

Для счетчиков электрической энергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения $(0,9-1,1)U_{n2}$; диапазон силы вторичного тока $(0,01-1,2)I_{n2}$; диапазон коэффициента мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) $0,5-1,0$ ($0,5-0,87$); частота $(50 \pm 0,2)$ Гц;

- магнитная индукция внешнего происхождения не более 0,5 мТл;

- температура окружающего воздуха от - 40 до + 60 °С;

- относительная влажность воздуха не более 90 % при + 30 °С;

- атмосферное давление от 70,0 до 106,7 кПа.

Для аппаратуры передачи и обработки данных:

- параметры питающей сети: напряжение (220 ± 10) В; частота (50 ± 1) Гц;

- температура окружающего воздуха от - 10 до + 55 °С;

- относительная влажность воздуха не более 95 % при + 30 °С;

- атмосферное давление от 60,0 до 106,7 кПа.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $5 \% I_{ном}$ $\cos \varphi = 0,8$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от - 10 до + 35 °С.

6 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками, какие приведены в таблице 2. Допускается замена УСПД на одноступенчатое утвержденного типа. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

7 Все измерительные компоненты АИИС КУЭ должны быть утверждены и внесены в Государственный реестр средств измерений.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- счётчик ПСЧ-4ТМ.05МК – среднее время наработки на отказ не менее $T=165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v=2$ ч;

- счётчик СЭТ-4ТМ.03М – среднее время наработки на отказ не менее $T=165000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v=2$ ч;

- RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее $T=100000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v=24$ ч;

- УССВ – среднее время наработки на отказ не менее $T=35000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v=2$ ч;

- сервер – среднее время наработки на отказ не менее $T=120000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_{в}=1$ ч.

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 оптового рынка электроэнергии с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике.

- журнал УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике и УСПД;
- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера.

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

- счетчика электрической энергии;
- УСПД;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии ПСЧ-4ТМ.05МК – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- счетчик электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 114 суток; при отключении питания – не менее 5 лет;
- RTU-325L – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 45 суток; при отключении питания – не менее 3,5 лет;
- сервер – хранение результатов измерений, состояний средств измерений – не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 3.

Таблица 3 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Тип компонента	Количество, шт.
Трансформаторы тока	CTS	6
Трансформаторы тока	ARJP3/N2J	12
Трансформаторы напряжения	TJP	6
Трансформаторы напряжения	VR	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05МК	2
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	4
Устройства сбора и передачи данных	RTU-325L	1
Устройства синхронизации системного времени	УССВ	2
Сервер	HP ProLiant ML370	1
Методика поверки	—	1
Паспорт-формуляр	ЭНСР.411711.042.ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 65099-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) АО «ГТ Энерго» ГТ-ТЭЦ «Орловская» и ГТ-ТЭЦ «Мичуринская». Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФБУ «Курский ЦСМ» в августе 2016 г. Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Документы на поверку измерительных компонентов:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- счетчик ПСЧ-4ТМ.05МК – в соответствии с документом ИЛГШ.411152.167РЭ1 «Счетчик электрической энергии многофункциональный ПСЧ-4ТМ.05МК. Руководство по эксплуатации. Часть 2. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 21 марта 2011 г.;
- счетчик 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 ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- RTU-325L – в соответствии с документом ДЯИМ.466.453.005МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

Основные средства поверки:

- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;

- термогигрометр CENTER (мод.314): диапазон измерений температуры от - 20 до + 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 10 до 100 %, дискретность 0,1 %.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе ЭНСР.411711.042.ИЗ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «ГТ Энерго» ГТ-ТЭЦ «Орловская» и ГТ-ТЭЦ «Мичуринская». Руководство пользователя».

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.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЭнергоСервис» (ООО «ЭнергоСервис»)
Адрес: 119607, г. Москва, ул. Раменки, дом 17, корпус 1, офис 15
ИНН 7705957842
Тел. (985) 129-94-39

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью ИТЦ «СМАРТ ИНЖИНИРИНГ» (ООО ИТЦ «СИ»)
Юридический адрес: 117403, г. Москва, ул. Булатниковская, д. 9, корпус 4, офис 7
Почтовый адрес: 117534, г. Москва, а/я 32
Тел.: (925) 44-22-829

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Курской области» (ФБУ «Курский ЦСМ»)
Адрес: 305029, г. Курск, Южный пер., д. 6а
Тел./факс: (4712) 53-67-74
E-mail: kcsms@sovtest.ru
Аттестат аккредитации ФБУ «Курский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30048-11 от 15.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

«_____» _____ 2016 г.

М.п.