

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «25» декабря 2024 г. № 3099

Регистрационный № 80520-20

Лист № 1
Всего листов 8

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Квадра» (филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация»)

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Квадра» (филиал ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация») предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, выработанной и потребленной (переданной) за установленные интервалы времени отдельными объектами АО «Квадра» филиала ПАО «Квадра» - «Белгородская генерация», сбора, хранения и обработки полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ состоят из трех уровней:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) и измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики электрической энергии многофункциональные (далее - счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – устройство сбора и передачи данных (УСПД) на базе RTU-325 (рег. № 37288-08);

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий сервер баз данных (БД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), автоматизированные рабочие места (АРМ), программное обеспечение (ПО) «Альфа-ЦЕНТР» и канaloобразующую аппаратуру.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- измерение 30-ти минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- синхронизация времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ);
- хранение информации о результатах измерений в специализированной базе данных по заданным критериям;
- передача информации о результатах измерений АО «АТС» и внешним пользователям;

- доступ к информации и передача ее в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ);
- диагностика и функционирование средств измерений, технических и программных средств АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются ТТ и ТН в аналоговые сигналы, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы счетчика. 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, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям связи с использованием интерфейса RS-485 на сервер, а также отображение информации на подключенных к УСПД автоматизированных рабочих местах.

На 3-ем уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации: вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН; формирование и хранение поступающей информации; оформление справочных и отчетных документов.

Сервер БД автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети связи электроэнергии. При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи. Архивы информации о результатах измерений приращений потребленной электроэнергии хранятся не менее 5 лет.

Коммерческая информация, передаваемая внешним пользователям, отражает результаты потребления электроэнергии по ИК за интервал времени 30 мин. Передача информации происходит в электронном виде макета 80020 в формате XML.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), функционирующей на всех уровнях, которая выполняет задачу синхронизации времени АИИС КУЭ с национальной шкалой времени UTC (SU) с помощью приема сигналов от навигационной системы ГЛОНАСС/GPS УССВ на базе УССВ-2 (рег. № 54074-13), имеющего погрешность синхронизации с национальной шкалой времени UTC (SU) ± 1 мкс. Синхронизация внутренних часов УСПД и сервера БД происходит автоматически при расхождении со шкалой времени УССВ более чем на ± 2 с не реже 1 раза в час. УСПД обеспечивает автоматический контроль достоверности передаваемой информации по каналу связи со счетчиком и автоматическую проверку работоспособности счетчиков с самотестированием с записью в журнале событий УСПД. В процессе сбора информации от счетчиков с периодичностью не реже 1 раз в час УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках и, в случае расхождения более чем на ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию.

Нанесение знака поверки на конструкцию средства измерений не предусмотрено.

Нанесение заводского номера на конструкцию средства измерений не предусмотрено. Заводской номер 01 указывается в формуляре-паспорте на АИИС КУЭ типографским способом. Сведения о форматах, способах и местах нанесения заводских номеров измерительных компонентов, входящих в состав измерительных каналов АИИС КУЭ приведены в формуляре-паспорте на АИИС КУЭ.

Программное обеспечение

ПО АИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР».

ПО является метрологически значимым.

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 каналов передачи данных с помощью контрольных сумм, что соответствует уровню «средний» в соответствии с Р 50.2.077-2014. Метрологически значимая часть ПО приведены в таблице 1. Метрологические характеристики ИК АИС КУЭ, приведенные в таблице 2, нормированы с учетом ПО.

Идентификационным признаком ПО служит номер версии ПО и цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма), которые отображаются на мониторе при запуске программы.

Таблица 1 - Идентификационные данные (признаки) ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	SE 3.01.03.01
Номер версии (идентификационный номер ПО)	не ниже 12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИС КУЭ и основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Состав ИК

Номер и наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД/ УССВ/ Сервер	
1	2	3	4	5	6
Белгородская ТЭЦ					
2	ГРУ 6 кВ БТЭЦ ПП «Белгородская ТЭЦ» яч.20 (Трансформатор связи Т2)	ТПОЛ-10 КТ 0,5 1500/5 рег. № 1261-08	НОЛ.08.6.УХЛ3К Т 0,5 6000/100 рег. № 9219-83		
74	БТЭЦ ЭВ-110 ВЛ-110 «Фрунзенская»	B65-СТ КТ 0,2S 600/1 рег. № 46841-11	UMP 145 КТ 0,2 110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ рег. № 48448-11	ЕвроАльфа EA05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07	RTU-325 рег. № 37288-08, УССВ-2 рег. № 54074-13, Window 2003 Server
75	БТЭЦ ЭВ-110 ВЛ-110 «Белгород»				
76	БТЭЦ ЭВ-110 Т3				
77	БТЭЦ ЭВ-110 Т4				
78	Белгородская ТЭЦ, ГРУ-1 10кВ, яч.2, ЭВ-10 Г-1	ТЛП-10 исп. ТЛП-10-1 КТ 0,2S 3000/5 рег. № 30709-11	ЗНОЛП КТ 0,5 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ рег. № 23544-07		
80	Белгородская ТЭЦ, ГРУ-2, 10кВ, яч.2, ЭВ-10 Г-2				

ГТУ ТЭЦ «ЛУЧ»					
60	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Ввод №1 ЛЭП 110кВ Черемошное-110				
61	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Ввод №2 ЛЭП 110 кВ Черемошное-110	TG 145 КТ 0,2S 600/1 рег. № 15651-12	СРА 72-550 модиф. СРА 123, КТ 0,2 110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ рег. № 15852-06	ЕвроАльфа EA05 КТ 0,5S/1 рег. № 16666-07	
62	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Ввод №1 ЛЭП 110 кВ Белгород-330				RTU-325 рег. № 37288-08, УССВ-2 рег. № 54074-13,
63	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Ввод №2 ЛЭП 110 кВ Белгород-330				Window 2003 Server
64	ПС ГТУ ТЭЦ Луч ЛЭП 1 10 кВ Дубовое-110	ТОЛ-10-1 КТ 0,2S 1000/5 рег. № 15128-07	ЗНОЛ.06 исп. ЗНОЛ.06-10 КТ 0,5 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ рег. № 3344-08	ЕвроАльфа EA02 КТ 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
65	ПС ГТУ ТЭЦ Луч ЛЭП 2 10 кВ Дубовое-110				
66	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Генератор 1 (10кВ)	ТЛШ-10 КТ 0,5 3000/5 рег. № 11077-07	ЗНОЛ.06 исп. ЗНОЛ.06-10 КТ 0,5 10000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ рег. № 3344-08	ЕвроАльфа EA02 КТ 0,2S/0,5 рег. № 16666-07	
67	ПС ГТУ ТЭЦ Луч Генератор 2 (10кВ)				
Примечания:					
1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, 3, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблице 2 метрологических характеристик.					
2 Допускается замена УСПД и УССВ на аналогичные утвержденных типов.					
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, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.					

Таблица 3 – Основные метрологические характеристики

Номера ИК	Вид электрической энергии	Границы основной погрешности, ($\pm\delta$), %	Границы относительной погрешности в рабочих условиях, ($\pm\delta$), %	Пределы допускаемых смещений шкалы времени СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы времени UTG(SU), с
1	2	3	4	5
2	Активная	1,3	1,8	± 5
	Реактивная	2,4	3,6	
60-63	Активная	0,6	0,9	± 5
	Реактивная	2,2	3,3	
64, 65	Активная	0,6	0,8	± 5
	Реактивная	2,5	3,7	
66, 67	Активная	0,9	1,3	± 5
	Реактивная	1,9	2,8	
74-78, 80	Активная	1,1	1,5	± 5
	Реактивная	2,2	3,3	

Примечания:

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии (получасовая).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие доверительной вероятности $P=0,95$.

Таблица 4 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	15
Начальные условия:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{\text{ном}}$	от 98 до 102
- ток, % от $I_{\text{ном}}$	от 5 до 120
- коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,9
- температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	от 21 до 25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от $U_{\text{ном}}$	от 90 до 110
- ток, % от $I_{\text{ном}}$	от 5 до 120
- коэффициент мощности, $\cos \varphi$	0,5 _{инд} до 0,8 ёмк
- температура окружающей среды для ТТ и ТН, $^{\circ}\text{C}$	от -20 до +35
- температура окружающей среды в месте расположения электросчётов, $^{\circ}\text{C}$	от +10 до +30

1	2
Надёжность применяемых в АИС КУЭ компонентов:	
Электросчётки:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	80000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УСПД:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	100000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Сервер:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	50000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1
Глубина хранения информации:	
Электросчётки:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	45
- при отключении питания, лет, не менее	5
УСПД:	
- суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее	45
- сохранение информации при отключении питания, лет, не менее	5
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- резервное питание УСПД с помощью источника бесперебойного питания;
- резервирование канала связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

- в журнале событий счетчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
 - журнал УСПД;
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и опломбирование:
 - электросчетчика;
 - промежуточных клемников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчике;
 - установка пароля на УСПД;
 - установка пароля на сервере БД.

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформатор напряжения	НОЛ.08.6.УХЛ3	1
Трансформатор напряжения	UMP 145	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП	2
Трансформатор напряжения	СРА 72-550 модиф. СРА 123	4
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ.06 исп. ЗНОЛ ЗНОЛ.06-10	4
Трансформатор тока	ТПОЛ-10	1
Трансформатор тока измерительный	В65-СТ	4
Трансформатор тока	ТЛП-10 исп. ТЛП-10-1	2
Трансформатор тока	TG 145	4
Трансформатор тока	ТОЛ-10-1	2
Трансформатор тока	ТЛШ-10	2
Счетчик электрической энергии многофункциональный	ЕвроАльфа	15
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325	2
Устройство синхронизации системного времени	УССВ-2	1
Сервер	Window 2003 Server	1
Программное обеспечение	АльфаЦЕНТР	1
Руководство по эксплуатации	-	1 шт.
Методика поверки	-	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений количества электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АИИС КУЭ ПАО «Квадра» (филиал ПАО «Квадра»-«Белгородская генерация»), аттестованной ФБУ «Липецкий ЦСМ», уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312081.

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.

Изготовитель

Акционерное общество «Квадра – Генерирующая компания» (АО «Квадра»), филиал АО «Квадра» «Белгородская генерация»

ИНН 6829012680

Юридический адрес: 119017, г. Москва, вн.тер.г. Муниципальный округ Якиманка, ул. Большая Ордынка, д. 40, стр. 1

Почтовый адрес: 308009, Белгородская обл., Г.О. г. Белгород, г. Белгород, ул. Северо-Донецкая, д. 2

Тел.: (4722)-24-64-59, факс: (4722)-53-16-22

E-mail: belgorod@belgorod.quadra.ru

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Липецкой области» (ФБУ«Липецкий ЦСМ»)

Адрес: 398017, г. Липецк, ул. И.Г. Гришина, д. 9а

Телефон: (4742) 567-444

E-mail: lcsm@lcsm.ru

уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.311563.