

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «5» октября 2021 г. № 2179

Регистрационный № 55802-13

Лист № 1
Всего листов 11

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПГУ-235 ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПГУ-235 ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (далее – ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (далее – ТТ), трансформаторы напряжения (далее – ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 3-5.

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки (далее - ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU-325T (далее – УСПД), канaloобразующую аппаратуру.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (далее – ИВК) ООО «Лукойл-Астраханьэнерго», включающий в себя канaloобразующую аппаратуру, сервер баз данных (далее – БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (далее – УССВ) (рег. № 54074-13), автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР».

ИВК предназначен для автоматизированного сбора и хранения результатов измерений, состояния средств измерений, подготовки и отправки отчетов в АО «АТС», АО «СО ЕЭС».

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

Первичные 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 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на входы УСПД, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных на верхний уровень системы, а также отображение информации по подключенными к УСПД устройствам.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Передача информации в заинтересованные организации осуществляется от сервера БД с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу TCP/IP.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК, ИВКЭ и ИВК. АИИС КУЭ оснащена УССВ, на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальной навигационной спутниковой системы (GPS/ГЛОНАСС). УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени приемника более чем на ± 1 с. Часы УСПД синхронизируются от часов сервера БД автоматически при расхождении времени УСПД и сервера БД более чем на ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов УСПД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и УСПД более чем на ± 2 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов.

Журналы событий сервера БД и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Нанесение знака поверки и заводского номера на АИИС КУЭ не предусмотрено.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «АльфаЦЕНТР» обеспечивает защиту программного обеспечения и 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

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.11.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики

Номер ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счётчик	УСПД
1	2	3	4	5	6
1	ТГ-3	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 2000/5 Рег. № 11077-07	ЗНОЛ Кл. т. 0,2 Ктн 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	A1802RALX-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10
2	ТГ-1	AON-F Кл. т. 0,2S Ктт 4000/1 Рег. № 51363-12	UKM 24/3 Кл. т. 0,2 Ктн 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 51204-12	A1802RALX-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10
3	ТГ-2	AON-F Кл. т. 0,2S Ктт 4000/1 Рег. № 51363-12	UKM 24/3 Кл. т. 0,2 Ктн 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 51204-12	A1802RALX-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10
4	ТГ-4	AON-F Кл. т. 0,2S Ктт 4000/1 Рег. № 51363-12	UKM 24/3 Кл. т. 0,2 Ктн 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 51204-12	A1802RALX-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10
5	ТГ-5	AON-F Кл. т. 0,2S Ктт 4000/1 Рег. № 51363-12	UKM 24/3 Кл. т. 0,2 Ктн 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 51204-12	A1802RALX-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ТГ-6	ТЛШ-10 Кл. т. 0,2S Ктт 2000/5 Рег. № 11077-07	ЗНОЛ Кл. т. 0,2 Ктн 10500: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 46738-11	A1802RALX-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10
7	Центральная Астраханская котельная (220/110/10,5/6), КРУЭ-220 кВ, СШ-220 кВ, яч. №1, ВЛ-220 кВ ПГУ-235 - Рассвет	СТИГ-220 Кл. т. 0,2S Ктт 400/1 Рег. № 47198-11	СВР-20 Кл. т. 0,2 Ктн 220000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 47222-11	A1802RALX-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10
8	Центральная Астраханская котельная (220/110/10,5/6), КРУЭ-220 кВ, СШ-220 кВ, яч. №9, ВЛ-220 кВ ПГУ-235 - Астрахань	СТИГ-220 Кл. т. 0,2S Ктт 400/1 Рег. № 47198-11	СВР-20 Кл. т. 0,2 Ктн 220000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 47222-11	A1802RALX-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10
9	Центральная Астраханская котельная (220/110/10,5/6), КРУЭ-110 кВ, 1СШ-110 кВ, яч. КЛ-110 кВ № 463 ПГУ-235 - Кири-Кили I цепь	СТИГ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 400/1 Рег. № 43485-09	VDGW2-110X Кл. т. 0,2 Ктн 110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 42563-09	A1802RALX-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10
10	Центральная Астраханская котельная (220/110/10,5/6), КРУЭ-110 кВ, 2СШ-110 кВ, яч. КЛ-110 кВ № 464 ПГУ-235 - Кири-Кили II цепь	СТИГ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 400/1 Рег. № 43485-09	VDGW2-110X Кл. т. 0,2 Ктн 110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 42563-09	A1802RALX-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10
11	Центральная Астраханская котельная (220/110/10,5/6), КРУЭ-110 кВ, СШ-110 кВ, яч. КВЛ-110 кВ № 170 ПГУ-235 - ЦРП	СТИГ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 400/1 Рег. № 43485-09	VDGW2-110X Кл. т. 0,2 Ктн 110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 42563-09	A1802RALX-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325T Рег. № 44626-10

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
12	Центральная Астраханская котельная (220/110/10,5/6), КРУЭ-110 кВ, СШ-110 кВ, яч. КВЛ-110 кВ № 466 ПГУ-235 - Бузанская	СТИГ-110 Кл. т. 0,2S Ктт 400/1 Рег. № 43485-09	VDGW2-110X Кл. т. 0,2 Ктн 110000: $\sqrt{3}$ /100: $\sqrt{3}$ Рег. № 42563-09	A1802RALX-P4GB-DW-4 Кл. т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-325Т Рег. № 44626-10

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 и УССВ на аналогичные утвержденных типов.

3 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Границы основной допускаемой относительной погрешности измерений активной и реактивной энергии

I, % от Iном	Коэффициент мощности	ИК № 1 – 12	
		$\delta_{W_o}^A, \%$	$\delta_{W_o}^P, \%$
2	0,5	$\pm 1,8$	$\pm 1,5$
2	0,8	$\pm 1,2$	$\pm 1,8$
2	0,865	$\pm 1,1$	$\pm 2,1$
2	1	$\pm 0,9$	–
5	0,5	$\pm 1,3$	$\pm 1,3$
5	0,8	$\pm 0,9$	$\pm 1,4$
5	0,865	$\pm 0,8$	$\pm 1,6$
5	1	$\pm 0,6$	–
20	0,5	± 1	$\pm 0,8$
20	0,8	$\pm 0,6$	± 1
20	0,865	$\pm 0,6$	$\pm 1,1$
20	1	$\pm 0,5$	–
100, 120	0,5	± 1	$\pm 0,8$
100, 120	0,8	$\pm 0,6$	± 1
100, 120	0,865	$\pm 0,6$	$\pm 1,1$
100, 120	1	$\pm 0,5$	–

Таблица 4 – Границы допускаемой относительной погрешности измерений активной и реактивной энергии в рабочих условиях применения

I, % от Iном	Коэффициент мощности	ИК № 1 – 12	
		$\delta_W^A, \%$	$\delta_W^P, \%$
2	0,5	± 2	$\pm 2,1$
2	0,8	$\pm 1,4$	$\pm 2,3$
2	0,865	$\pm 1,3$	$\pm 2,5$
2	1	$\pm 1,2$	–
5	0,5	$\pm 1,4$	$\pm 1,9$
5	0,8	$\pm 1,1$	$\pm 2,1$
5	0,865	$\pm 1,1$	$\pm 2,1$
5	1	$\pm 0,8$	–
20	0,5	$\pm 1,3$	$\pm 1,7$
20	0,8	± 1	$\pm 1,8$
20	0,865	$\pm 0,9$	$\pm 1,8$
20	1	$\pm 0,7$	–
100, 120	0,5	$\pm 1,3$	$\pm 1,7$
100, 120	0,8	± 1	$\pm 1,8$
100, 120	0,865	$\pm 0,9$	$\pm 1,8$
100, 120	1	$\pm 0,7$	–

Примечания

1 Границы основной допускаемой относительной погрешности измерений активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности Р=0,95 приведены в таблице 3.

2 Границы допускаемой относительной погрешности измерений активной и реактивной электрической энергии при доверительной вероятности Р=0,95 в рабочих условиях применения приведены в таблице 4.

3 Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ ±5 с.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество измерительных каналов	12
Нормальные условия:	
параметры сети:	
- напряжение, % от U _{ном}	от 99 до 101
- ток, % от I _{ном}	от 100 до 120
- частота, Гц	от 49,85 до 50,15
- коэффициент мощности cosφ	0,9
- температура окружающей среды, °C	от +21 до +25
Условия эксплуатации:	
параметры сети:	
- напряжение, % от U _{ном}	от 90 до 110
- ток, % от I _{ном}	от 2 до 120
- коэффициент мощности	от 0,5 инд до 0,8 емк
- частота, Гц	от 49,5 до 50,5
- температура окружающей среды для ТТ и ТН, °C	от -40 до +40
- температура окружающей среды в месте расположения счетчиков, °C	от 0 до +40
- температура окружающей среды в месте расположения сервера, °C	от 0 до +40
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:	
Счетчики:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	120000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
УСПД:	
- среднее время наработки на отказ не менее, ч	55000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	2
Сервер:	
- среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
- среднее время восстановления работоспособности, ч	1

Продолжение таблицы 5

1	2
Глубина хранения информации	
Счетчики:	
- тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее	114
- при отключении питания, лет, не менее	45
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	10
Сервер:	
- хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера и УСПД 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 счетчика:
 - 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;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметризации:
 - счетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

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

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип/Обозначение	Количество, шт./Экз.
Трансформатор тока	ТЛШ-10	6
Трансформатор тока	AON-F	12
Трансформатор тока	CTIG-220	6
Трансформатор тока	CTIG-110	12
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ	6
Трансформатор напряжения	UKM 24/3	12
Трансформатор напряжения	SVR-20	6
Трансформатор напряжения	VDGW2-110X	2
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RALX-P4GB-DW-4	12
Устройство сбора и передачи данных	RTU-325T	2
Устройство синхронизации времени	УССВ-2	1
Программное обеспечение	«Альфа ЦЕНТР»	1
Методика поверки	015-30007-2013	1
Паспорт-Формуляр	H663-АУЭ.1.ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПГУ-235 ООО «ЛУКОЙЛ-Астраханьэнерго». Свидетельство об аттестации методики измерений № 185-01.00249-2013 от «05» ноября 2013 г.

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

Закрытое акционерное общество «СИБЭЛ»
(ЗАО «СИБЭЛ»)
Адрес: 650102, г. Новосибирск, ул. Восход, д. 1а

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон: 8 (383) 210-08-14

Факс: 8 (383) 210-13-60

E-mail: director@sniim.nsk.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30007-09 от 12.12.2009 г.

В части вносимых изменений

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

Адрес: 115419, г. Москва, ул. Орджоникидзе, д. 11, стр. 3, этаж 4, помещ. I, ком. 6, 7

Телефон: 8 (495) 410-28-81

E-mail: gd.spetcenergo@gmail.com

Аттестат аккредитации ООО «Спецэнергопроект» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312429 от 30.01.2018 г.