

Регистрационный № 97785-26

Лист № 1
Всего листов 10

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго» (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 (ИИК), которые включают в себя трансформаторы тока (ТТ), трансформаторы напряжения (ТН) и счетчики активной и реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2-3.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя каналообразующую аппаратуру для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, сервер баз данных (БД) АИИС КУЭ, устройство синхронизации системного времени (УССВ) на базе приемника типа УСВ-2, автоматизированные рабочие места персонала (АРМ) и программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

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

Измерительные каналы (ИК) состоят из двух 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 верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача, оформление отчетных документов.

На верхнем – втором уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, формирование и хранение поступающей информации, оформление отчетных документов. Сервер, с периодичностью один раз в 30 минут, по сети Ethernet опрашивает счетчики электроэнергии и считывает с них получасовые значения электроэнергии, показания счетчиков на 0 часов, энергию за сутки и журналы событий. Считанные значения записываются в базу данных. АРМ (в составе ЦСОИ энергосбытовой организации), подключенный через сеть Интернет к ИВК АИИС КУЭ Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», в автоматическом режиме с использованием электронной подписи раз в сутки формирует и отправляет с помощью электронной почты по выделенному каналу связи по протоколу ТСР/IP отчеты в формате XML в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и всем заинтересованным субъектам.

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень ИИК и ИВК.

СОЕВ включает в себя УССВ на основе приемника сигналов точного времени от спутников глобальных систем позиционирования ГЛОНАСС/GPS, встроенные часы сервера БД и счетчиков.

УССВ обеспечивает автоматическую коррекцию часов сервера БД. Коррекция часов сервера БД проводится при расхождении часов сервера БД и времени УССВ более чем на ± 1 с, пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации часов сервера БД и времени УССВ не более ± 1 с. Часы счетчиков синхронизируются от часов сервера БД с периодичностью 1 раз в 30 минут, коррекция часов счетчиков проводится при расхождении часов счетчика и сервера БД более чем на ± 2 с.

АИИС КУЭ также обеспечивает прием измерительной информации от АИИС КУЭ утвержденного типа третьих лиц, получаемой в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ в автоматизированном режиме посредством электронной почты сети Internet.

Журналы событий счетчика электроэнергии отражают: время (дату, часы, минуты, секунды) коррекции часов (время до коррекции и время после коррекции).

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

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено.

Заводской номер АИИС КУЭ (№ 002) наносится на этикетку, расположенную на тыльной стороне сервера, а также в паспорте-формуляре на АИИС КУЭ типографским способом.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «Пирамида 2000», в состав которого входят модули, указанные в таблице 1. ПО «Пирамида 2000» 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 «Пирамида 2000».

ПО «Пирамида 2000» 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.

Конструкция средства измерения исключает возможность несанкционированного влияния на программное обеспечение и измерительную информацию.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
ПО «Пирамида 2000» CalcClients.dll	3.0	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
ПО «Пирамида 2000» CalcLeakage.dll	3.0	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
ПО «Пирамида 2000» CalcLosses.dll	3.0	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
ПО «Пирамида 2000» Metrology.dll	3.0	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
ПО «Пирамида 2000» ParseBin.dll	3.0	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
ПО «Пирамида 2000» ParseIEC.dll	3.0	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
ПО «Пирамида 2000» ParseModbus.dll	3.0	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
ПО «Пирамида 2000» ParsePiramida.dll	3.0	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f	MD5
ПО «Пирамида 2000» SynchroNSI.dll	3.0	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
ПО «Пирамида 2000» VerifyTime.dll	3.0	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (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				Вид электро-энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счётчик	УССВ		Основ-ная погреш-ность, %	Погреш-ность в рабочих усло-виях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Белореченская ГЭС, ГГ-1 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10500/100 Рег. № 51621-12	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
2	Белореченская ГЭС, ГГ-3 10 кВ	ТШЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5S КТТ 3000/5 Рег. № 51624-12	НАЛИ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТН 10000/100 Рег. № 51621-12	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,0
						реактивная	±2,8	±6,9
3	Белореченская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 1 с.ш. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Белореченская ГЭС-Мартанская	ТВГ-110 Кл. т. 0,2 КТТ 600/5 Рег. № 22440-07	НКФ-110 Кл. т. 0,5 КТН 110000/√3/100/3 Рег. № 26452-06	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,0	±3,3
			НКФ-123 II Кл. т. 0,5 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 49582-12			реактивная	±2,0	±6,0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Белореченская ГЭС, ОРУ-110 кВ, 2 с.ш. 110 кВ, ВЛ 110 кВ Белореченская ГЭС-ДМ-8	ТВГ-УЭТМ®-110 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 52619-13	НКФ-123 II Кл. т. 0,5 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 49582-12 НКФ-110 Кл. т. 0,5 КТН 110000/√3/100/√3 Рег. № 26452-06	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 82570-21	активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
5	Белореченская ГЭС, ОРУ-35 кВ, с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Белореченская ГЭС - Рязанская 1	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл. т. 0,2S КТТ 300/5 Рег. № 47124-11	ЗНОМ-35-54 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-54	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
6	Белореченская ГЭС, ОРУ-35 кВ, с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Белореченская ГЭС - Рязанская 2	ТОЛ-СЭЩ-35 Кл. т. 0,2S КТТ 300/5 Рег. № 51623-12	ЗНОМ-35-54 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-54	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
7	Белореченская ГЭС, ОРУ-35 кВ, с.ш. 35 кВ, ВЛ 35 кВ Белореченская ГЭС-Бжедуховская	ТОЛ-СЭЩ-35-IV Кл. т. 0,2S КТТ 300/5 Рег. № 47124-11	ЗНОМ-35-54 Кл. т. 0,5 КТН 35000/√3/100/√3 Рег. № 912-54	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,0	±3,4
						реактивная	±2,0	±6,0
8	Белореченская ГЭС, КРУН-6 кВ, с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ ТМР-2	ТПОЛ-10М-2 Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 47958-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1
9	Белореченская ГЭС, КРУН-6 кВ, с.ш. 6 кВ, ввод 6 кВ ТМР-1	ТОЛ-СЭЩ-10 Кл. т. 0,5 КТТ 75/5 Рег. № 32139-11	НАМИ-10-95 УХЛ2 Кл. т. 0,5 КТН 6000/100 Рег. № 20186-05	A1805RALXQ- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11		активная	±1,2	±4,1
						реактивная	±2,8	±7,1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	Белореченская ГЭС, ОРУ-110 кВ, СЭВ-110 кВ	ТВГ-УЭТМ®-110 Кл. т. 0,2S КТТ 600/5 Рег. № 52619-13	НКФ-123 II Кл. т. 0,5 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 49582-12 НКФ-110 Кл. т. 0,5 КТН 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Рег. № 26452-06	A1805RALXQV- P4GB-DW-4 Кл. т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	УСВ-2 Рег. № 82570- 21	активная реактивная	$\pm 1,0$ $\pm 2,0$	$\pm 3,4$ $\pm 6,0$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности смещения шкалы времени компонентов СОЕВ АИИС КУЭ относительно национальной шкалы координированного времени UTC(SU), с							± 5	
Примечания:								
1. Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (получасовой).								
2. В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.								
3. Погрешность в рабочих условиях указана: – для ИК № 1, 2, 4-7, 10 – при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,02 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$; – для ИК № 3, 8, 9 – при $\cos \varphi = 0,8$ инд, $I=0,05 \cdot I_{ном}$ и температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+65\text{ }^{\circ}\text{C}$.								
4. Кл. т. – класс точности, КТТ – коэффициент трансформации трансформаторов тока, КТН – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.								
5. 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.								
6. Допускается замена УССВ на аналогичные утвержденного типа.								
7. Допускается замена сервера АИИС КУЭ без изменения используемого ПО (при условии сохранения цифрового идентификатора ПО).								
8. 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.								

Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Основные технические характеристики ИК АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	10
Нормальные условия: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц - коэффициент мощности $\cos \varphi$ – температура окружающей среды, °C	от 99 до 101 от 100 до 120 от 49,85 до 50,15 0,9 от +21 до +25
Условия эксплуатации: – параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$: для ИК № 1, 2, 4-7, 10 для ИК № 3, 8, 9 - коэффициент мощности - частота, Гц – температура окружающей среды в месте расположения: - ТТ и ТН, °C - счетчиков электроэнергии, °C - сервера БД, °C - УССВ, °C	от 90 до 110 от 2 до 120 от 5 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от 49,5 до 50,5 от –40 до +40 от –40 до +65 от +10 до +30 от –40 до +70
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: – Счетчики электроэнергии: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – Сервер БД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч – УССВ: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 2 70000 1 35000 2
Глубина хранения информации: – Счетчики электроэнергии: - тридцатиминутный профиль нагрузки, сут, не менее - при отключении питания, лет, не менее – Сервер БД: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	45 30 3,5

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 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 сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера БД;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - счетчика;
 - сервера БД.

Возможность коррекции времени:

- счетчиков (функция автоматизирована);
- сервера БД (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

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

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист паспорта-формуляра на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт./экз.
1	2	3
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-110	3
Трансформаторы тока встроенные	ТВГ-УЭТМ®-110	6
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-10	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35	3
Трансформаторы тока	ТОЛ-СЭЩ-35-IV	5
Трансформаторы тока проходные	ТПОЛ-10М-2	2
Трансформаторы тока	ТШЛ-СЭЩ-10	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОМ-35-54	3
Трансформаторы напряжения трехфазной антирезонансной группы	НАЛИ-СЭЩ-10	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10-95 УХЛ2	1
Трансформаторы напряжения	НКФ-110	3
Трансформаторы напряжения	НКФ-123 II	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALXQV-P4GB-DW-4	9
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	A1805RALXQ-P4GB-DW-4	1
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	1
Программное обеспечение	«Пирамида 2000»	1
Паспорт-формуляр	БГЭС.411711.АИИС.002 ПФ	1

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «ГСИ. Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) Белореченская ГЭС ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго», аттестованном ООО «ПИКА», г. Владимир, уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.315181.

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»

Правообладатель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

(ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»)

ИНН 3015087458

Юридический адрес: 344002, Ростовская обл., г. Ростов-на-Дону, ул. Социалистическая, д. 59, оф. 405

Телефон: +78632109600

Web-сайт: ekoenergo.lukoil.ru

E-mail: ekoenergo@lukoil.com

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»

(ООО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»)

ИНН 3015087458

Адрес: 344002, Ростовская обл., г. Ростов-на-Дону, ул. Социалистическая, д. 59, оф. 405

Телефон: +78632109600

Web-сайт: ekoenergo.lukoil.ru

E-mail: ekoenergo@lukoil.com

Испытательный центр

Акционерное общество «РЭС Групп»

(АО «РЭС Групп»)

ИНН 3328489050

Адрес: 600029, Владимирская обл., г.о. город Владимир, г. Владимир, ул. Аграрная,
д. 14А

Уникальный номер записи в реестре аккредитованных лиц № RA.RU.312736

