

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС Левобережная-Водоканал

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС Левобережная-Водоканал (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 2, 3, 4.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (далее – ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных RTU325L (далее – УСПД), технические средства приема-передачи данных, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы, коммутационное оборудование.

3-й уровень – информационно-вычислительный комплекс единой национальной (общероссийской) электрической сети (далее – ИВК ЕНЭС) (регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (далее – ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей Востока, автоматизированные рабочие места (далее – АРМ), Радиосервер точного времени (далее – РСТВ-01), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

4-й уровень - информационно-вычислительный комплекс ПАО «Дальневосточная Энергетическая Компания» (далее – ИВК ПАО «ДЭК»), включающий ЦСОД, АРМ, каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных, и обеспечивает выполнение следующих функций:

- получение информации от ИВК ЕНЭС в формате макета 80020;
- обработку данных и их архивирование;
- доступ к информации и ее передачу в организации - участники оптового рынка электроэнергии (далее – ОРЭМ);
- передачу информации в АО «АТС».

ИВК ПАО «ДЭК» состоит из ЦСОД ПАО «Дальневосточная Энергетическая Компания», программного обеспечения (далее – ПО) «АльфаЦЕНТР», а также устройство синхронизации времени типа УССВ.

К серверу ИВК ПАО «ДЭК» подключен коммутатор Ethernet. Также к коммутатору подключено АРМ персонала.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации о результатах измерений активной и реактивной электрической энергии;
- синхронизации времени компонентов АИИС КУЭ с помощью системы обеспечения единого времени (СОЕВ), соподчиненной национальной шкале координационного времени UTC (SU);
- хранение информации по заданным критериям;
- доступ информации и ее передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Первичные фазные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы счетчика. Первичный ток в счетчиках измеряется с помощью измерительных трансформаторов тока, имеющих малую линейную и угловую погрешность в широком диапазоне измерений. В цепи трансформаторов тока установлены шунтирующие резисторы, сигналы с которых поступают на вход измерительной микросхемы. Измеряемое напряжение каждой фазы через высоколинейные резистивные делители подается непосредственно на измерительную микросхему. Измерительная микросхема осуществляет выборки входных сигналов токов и напряжений по каждой фазе, используя встроенные аналого-цифровые преобразователи, и выполняет вычисления. С выходов измерительной микросхемы на микроконтроллер поступают интегрированные по времени сигналы активной и реактивной энергии. Микроконтроллер осуществляет дальнейшую обработку полученной информации и накопление данных в энергонезависимой памяти, а также микроконтроллер осуществляет управление отображением информации на ЖКИ, выводом данных по энергии на выходные импульсные устройства и обменом по цифровому интерфейсу. Измерение максимальной мощности счетчик осуществляет по заданным видам энергии (активная и реактивная). Усреднение мощности происходит на интервалах, длительность которых задается программно.

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.

УСПД автоматически проводит сбор результатов измерений и состояние средств измерений со счетчиков электрической энергии (один раз в 30 минут) по проводным линиям связи (интерфейс RS-485).

Сервер сбора ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС автоматически опрашивает УСПД. Опрос УСПД выполняется с помощью выделенного канала (основной канал связи), присоединенного к единой цифровой сети электроэнергетики (ЕЦССЭ). При отказе основного канала связи опрос УСПД выполняется по резервному каналу связи.

ИВК ПАО «ДЭК» (четвертый уровень) один раз в сутки получает информацию за предыдущие сутки от третьего уровня – ИВК ЕНЭС.

Передача информации происходит по основному каналу связи – глобальная компьютерная сеть Internet. Полученная информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки ИВК ПАО «ДЭК» автоматически формирует файл отчета с результатами измерений при помощи ПО «АльфаЦЕНТР», в формате XML, и автоматически передает его в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом (далее - ИАСУ КУ) АО «АТС» через IP сеть передачи данных, с доступом в глобальную компьютерную сеть Internet.

Каналы связи не вносят дополнительных погрешностей в измеренные значения энергии и мощности, которые передаются от счетчиков в ИВК ПАО «ДЭК», поскольку используется цифровой метод передачи данных.

СОЕВ функционирует на всех уровнях АИИС КУЭ. Для синхронизации шкалы времени в системе, в состав ИВК ЕНЭС входит радиосервер точного времени типа РСТВ-01, который обеспечивает автоматическую непрерывную синхронизацию часов сервера сбора от источника точного времени, который синхронизирован с национальной шкалой координационного времени UTC (SU).

Синхронизация внутренних часов УСПД выполняется автоматически при расхождении с источником точного времени более чем ± 1 с, с интервалом проверки текущего времени не более 60 мин.

В процессе сбора информации из счетчиков с периодичностью 1 раз в 30 мин, УСПД автоматически выполняет проверку текущего времени в счетчиках электрической энергии и в случае расхождения более чем ± 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

В ИВК ПАО «ДЭК» используется устройство синхронизации времени типа УССВ, принимающее сигналы точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Корректировка часов сервера ИВК ПАО «ДЭК» выполняется ежесекундно по сигналам УССВ.

СОЕВ обеспечивает синхронизацию времени компонентов АИИС КУЭ от источника точного времени, регистрацию даты, времени событий с привязкой к ним данных измерений количества электрической энергии.

Журналы событий счетчика, УСПД, сервера отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО «АльфаЦЕНТР» версии не ниже 15.08, в состав которого входят модули, указанные в таблице 1.1. 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».

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение (далее – СПО) АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК ЕНЭС, указаны в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР»

Идентификационные признаки	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПО «АльфаЦЕНТР» Библиотека ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.01
Цифровой идентификатор ПО	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Таблица 1.2 – Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование СПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) СПО	не ниже 1.0.0.4
Цифровой идентификатор СПО	26B5C91CC43C05945AF7A39C9EBFD218
Другие идентификационные данные	DataServer.exe, DataServer_USPD.exe
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора СПО	MD5

ПО «АльфаЦЕНТР» и СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияют на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

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

Уровень защиты СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) 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 таблицах 2, 3.

Таблица 2 – Состав 1-го и 2-го уровней ИК

№ ИК	Наименование ИК	Измерительные компоненты			
		ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	ВЛ Т-107 35 кВ (Водозабор № 1)	GIF 40.5 кл. т. 0,2S Ктт = 500/5 Рег. № 30368-05 ф. А, В, С	ЗНОЛ-35 III кл. т. 0,5 Ктн= 35000:√3/100:√3 Рег. № 21257-06 1 ТН-35, ф. А, В, С	A1802RAL- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-06	RTU-325L Рег. № 37288-08
2	ВЛ Т-108 35 кВ (Водозабор № 2)	GIF 40.5 кл. т. 0,2S Ктт = 500/5 Рег. № 30368-05 ф. А, С ТЛ-ЭК-35 кл.т. 0,2S Ктт = 500/5 рег. № 62786-15 ф. В	ЗНОЛ-35 III кл. т. 0,5 Ктн= 35000:√3/100:√3 Рег. № 21257-06 2 ТН-35, ф. А, В, С	A1802RAL- P4GB-DW-4 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. №31857-06	

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 УСПД на аналогичный утвержденного типа.

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.

4. Кл. т. – класс точности, Ктт – коэффициент трансформации трансформаторов тока, Ктн – коэффициент трансформации трансформаторов напряжения, Рег. № – регистрационный номер в Федеральном информационном фонде.

Таблица 3 - Основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Вид электроэнергии	Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	активная	±0,8	±1,6
	реактивная	±1,7	±2,7
2	активная	±0,8	±1,6
	реактивная	±1,7	±2,7
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ АИИС КУЭ, 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 $\cos \varphi = 0,8$ инд $I=0,02(0,05) \cdot I_{ном}$ и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии для ИК №№ 1 - 2 от плюс 10 до плюс 30 °С.

Основные технические характеристики ИК приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	2
<p>Нормальные условия:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - частота, Гц <p>- коэффициент мощности $\cos\varphi$</p> <p>- температура окружающей среды, °С</p>	<p>от 99 до 101</p> <p>от 100 до 120</p> <p>от 49,85 до 50,15</p> <p>0,9</p> <p>от +21 до +25</p>
<p>Условия эксплуатации:</p> <p>параметры сети:</p> <ul style="list-style-type: none"> - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц - температура окружающей среды для ТТ и ТН, °С - температура окружающей среды в месте расположения электросчетчиков, °С: - температура окружающей среды в месте расположения сервера, °С 	<p>от 90 до 110</p> <p>от 2 до 120</p> <p>от 0,5_{инд} до 0,8_{емк}</p> <p>от 49,6 до 50,4</p> <p>от -40 до +70</p> <p>от -40 до +65</p> <p>от +10 до +30</p>
<p>Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов:</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее: для электросчетчика Альфа А1800 - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ не менее, ч для УСПД RTU325L - среднее время восстановления работоспособности, ч <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч 	<p>120000</p> <p>2</p> <p>75000</p> <p>2</p> <p>70000</p> <p>1</p>
<p>Глубина хранения информации</p> <p>Электросчетчики:</p> <ul style="list-style-type: none"> - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее <p>УСПД:</p> <ul style="list-style-type: none"> - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, суток, не менее - сохранение информации при отключении питания, лет, не менее <p>Сервер:</p> <ul style="list-style-type: none"> - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее 	<p>114</p> <p>45</p> <p>45</p> <p>10</p> <p>3,5</p>

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 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:
 - электросчётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - УСПД;
 - сервера;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика;
 - УСПД;
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- УСПД (функция автоматизирована);
- ИВК ЕНЭС (функция автоматизирована);
- ИВК ПАО «ДЭК» (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 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип (обозначение)	Количество, шт./экз.
Трансформатор тока	GIF 40.5	5
Трансформатор тока	ТЛ-ЭК-35	1
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-35 III	6
Счётчик электрической энергии многофункциональный	A1802RAL-P4GB-DW-4	2
Устройство сбора и передачи данных	RTU325L	1
Радиосервер точного времени	PCTB-01	1
Устройство синхронизации системного времени	УССВ	1
Программное обеспечение	«АльфаЦЕНТР»	1
Специализированное программное обеспечение	АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Методика поверки	МП 031-2019	1
Паспорт-Формуляр	ДЭК.425355.006.ПФ	1

Поверка

осуществляется по документу МП 031-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС Левобережная-Водоканал. Методика поверки», утвержденному ООО «Спецэнергопроект» 19.04.2019 г.

Основные средства поверки:

- ТТ – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН – в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения 35...330/ $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;
- по МИ 3195-2018. «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов напряжения в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3196-2018. «ГСИ. Методика измерений мощности нагрузки измерительных трансформаторов тока в условиях эксплуатации»;
- по МИ 3598-2018. «ГСИ. Методика измерений потерь напряжения в линиях соединения счетчика с трансформатором напряжения в условиях эксплуатации»;
- счетчиков Альфа А1800 – по документу МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», согласованному с ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- УСПД RTU325L – по документу «ГСИ. Комплекс программно-технический измерительный ЭКОМ-3000. Методика поверки. ПБКМ.421459 МП», согласованному с ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в мае 2009 г.;
- PCTB-01 – по документу «Радиосерверы точного времени PCTB-01. Методика поверки» ПЮЯИ.468212.039МП, утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 30.11.11 г.;
- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), Рег. № 46656-11;
- метеометр МС 200А, Рег. № 27468-04

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих – кодом и (или) оттиском клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПС Левобережная-Водоканал, аттестованном ООО «Спецэнергопроект», аттестат об аккредитации № RA.RU.312236 от 20.07.2017 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

Публичное акционерное общество «Дальневосточная Энергетическая Компания»

(ПАО «ДЭК»)

ИНН 2723088770

Адрес: 690091, Приморский край, г. Владивосток, ул. Тигровая, д. 19

Телефон: +7 (423) 240-68-45

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Спецэнергопроект»

(ООО «Спецэнергопроект»)

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

Телефон: +7 (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.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.