

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Рудная»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Рудная» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации заинтересованным организациям.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационный комплекс (ИИК), включающий в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), установленных на присоединениях, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД), автоматизированное рабочее место персонала (АРМ) и каналобразующую аппаратуру.

Третий уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ЕНЭС (регистрационный номер 59086-14), включающий центры сбора и обработки данных (ЦСОД) Исполнительного аппарата (ИА) и Магистральных электрических сетей (МЭС) ПАО «ФСК ЕЭС», автоматизированные рабочие места (АРМ), радиосервер точного времени РСТВ-01 (регистрационный номер 40586-12), каналобразующую аппаратуру, средства связи и приема-передачи данных.

АИИС КУЭ обеспечивает выполнение следующих функций:

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

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают в счетчик 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.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи поступает на входы УСПД, где происходит вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, передача полученных данных по сетям единой цифровой сети связи энергетики (ЕЦССЭ) (основной канал связи) на третий уровень системы при помощи коммуникационного сервера опроса ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

При выходе из строя линий связи АИИС КУЭ считывание данных из счетчиков возможно проводить в ручном режиме с использованием ноутбука через встроенный оптический порт.

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование и хранение поступающей информации в базе данных АИИС КУЭ, предоставление информации пользователям, оформление справочных и отчетных документов.

Считывания данных по резервному каналу связи осуществляется посредством сотовой сети связи стандарта GSM 900/1800 и глобальной сети Internet.

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

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

Сличение и коррекция внутренних часов УСПД производится по времени уровня ИВК с заданной периодичностью.

Сличение времени счетчиков производится по времени уровня ИВК с периодичностью 1 раз в 30 мин и в случае расхождения времени уровня ИВК со временем счетчиков более чем на 2 с, автоматически выполняет синхронизацию текущего времени в счетчиках электрической энергии.

Журналы событий счетчиков электроэнергии, УСПД и сервера опроса ИВК АИИС КУЭ отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции или величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Программное обеспечение

В качестве программного обеспечения (ПО), установленного на сервере сбора ИВК, используется специальное программное обеспечение (СПО) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп). Комплексы измерительно-вычислительные АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп).

Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения (далее - ПО) приведены в таблице 1.

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИВК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2.

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

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

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

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

Но- мер ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			ИВКЭ (УСПД,)
		Трансформатор тока	Трансформатор на- пряжения	Счетчик электри- ческой энергии	
1	2	3	4	5	6
1	ВЛ 110 кВ Фев- ральская - Рудная №1 с отпайками	ТВ-110* кл.т. 0,2S Ктт=400/1 Рег. № 60746-15	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/ 100/√3 Рег. № 60353-15	АльфаА1800 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	RTU-327L Рег.№ 41907-09
2	ВЛ 110 кВ Фев- ральская - Рудная №2 с отпайками	ТВ-110* кл.т. 0,2S Ктт=400/1 Рег. № 60746-15	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/ 100/√3 Рег. № 60353-15	АльфаА1800 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
3	ВЛ 110 кВ Рудная - Коболдо №2	ТВ-110* кл.т. 0,2S Ктт=400/1 Рег. № 60746-15	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/ 100/√3 Рег. № 60353-15	АльфаА1800 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
4	ВЛ 110 кВ Рудная - Коболдо №1	ТВ-110* кл.т. 0,2S Ктт=400/1 Рег. № 60746-15	НАМИ-110 кл.т. 0,2 Ктн=110000/√3/ 100/√3 Рег. № 60353-15	АльфаА1800 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
5	ВЛ 6 кВ ПС Коболдо	ТОЛ-СВЭЛ кл.т. 0,5S Ктт=150/5 Рег. № 42663-09	ЗНОЛП-СВЭЛ кл.т. 0,5 Ктн=6000/√3/100/√3 Рег. № 42661-09	АльфаА1800 кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
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 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 - Метрологические характеристики ИК

Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{20\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{120\%}$
1	2	3	4	5	6
1-4 (ТТ 0,2S, ТН 0,2 Счетчик 0,2S)	0,5	1,9	1,4	1,1	1,1
	0,8	1,3	1,0	0,8	0,8
	0,9	1,2	1,0	0,8	0,8
	1,0	1,1	0,6	0,6	0,6
5 (ТТ 0,5S, ТН 0,5 Счетчик 0,2S)	0,5	4,8	3,0	2,3	2,3
	0,8	2,6	1,8	1,4	1,4
	0,9	2,2	1,5	1,2	1,2
	1,0	1,7	1,1	0,9	0,9
Номер ИК	cosj	Границы интервала допускаемой относительной погрешности ИК при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации АИИС КУЭ ($\pm\delta$), %, при доверительной вероятности равной 0,95			
		$\delta_{2\%}$	$\delta_{5\%}$	$\delta_{20\%}$	$\delta_{100\%}$
		$I_{20\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{5\%}$	$I_{5\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{20\%}$	$I_{20\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{100\%}$	$I_{100\%} \leq I_{ИЭМ} < I_{120\%}$
1-4 (ТТ 0,2S, ТН 0,2 Счетчик 0,5)	0,5	1,0	0,7	0,5	0,5
	0,8	1,5	1,0	0,8	0,8
	0,9	2,0	1,3	1,0	1,0
5 (ТТ 0,5S, ТН 0,5 Счетчик 0,5)	0,5	2,2	1,4	1,1	1,1
	0,8	3,8	2,3	1,8	1,8
	0,9	5,6	3,4	2,5	2,5
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с					± 5
Примечания:					
1 В качестве характеристик погрешности ИК установлены границы допускаемой относительной погрешности ИК при доверительной вероятности, равной 0,95.					
2 Характеристики погрешности ИК указаны для измерений активной и реактивной электроэнергии на интервале времени 30 минут.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Количество ИК	5
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - температура окружающей среды °С	от 99 до 101 от 2 до 120 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$: - частота, Гц диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для УСПД, УССВ, сервера	от 90 до 110 от 2 до 120 от 49,6 до 50,4 от -40 до +50 от +10 до +30 от +10 до +30
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: Электросчетчики Альфа 1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч УСПД: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч Сервер: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч	120000 24 55000 24 160000 1
Глубина хранения информации Электросчетчики Альфа 1800: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее - при отключении питания, лет, не менее УСПД: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребления за месяц по каждому каналу и по группам измерительных каналов, суток, не менее - при отключении питания, лет, не менее Сервер: - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	200 3,5 75 10 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование питания УСПД с помощью источника бесперебойного питания и устройства АВР;
- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации–участники оптового рынка электроэнергии по электронной почте.

Регистрация событий:

в журнале событий счётчика:

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

в журнале УСПД:

- параметрирования;
- пропадания напряжения.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование;
- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера.

Защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи)
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

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 5.

Таблица 5 — Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначения	Количество, шт.
Трансформатор тока	ТВ-110	12
Трансформатор тока	ТОЛ-СВЭЛ	3
Трансформатор напряжения	НАМИ-110	6
Трансформатор напряжения	ЗНОЛП-СВЭЛ	6
Счетчик электрической энергии многофункциональный	Альфа А1800	5
Устройство сбора и передачи данных	RTU-327L	1
АРМ АИИС КУЭ	-	1
Сервер ИВК АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	-	1
ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)	1
Методика поверки	МП 201-047-2019	1
Паспорт-формуляр	ПМИ 220-25-2019 ФО	1

Поверка

осуществляется по документу МП 201-047-2019 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Рудная». Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» «31» октября 2019 года.

Основные средства поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов тока – в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- средства поверки трансформаторов напряжения – в соответствии с МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 6 $\sqrt{3}$...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации»; МИ 2925-2005 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения 35...330 $\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя. Рекомендация»; и/или по ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;

- средства поверки счетчиков Альфа А1800 – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП» утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки» утвержденным ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 2006 г.;

- средства поверки УСПД RTU-327 – в соответствии с документом ДЯИМ.466215.007 МП «Устройства сбора и передачи данных RTU-327. Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2009 г.;

- радиочасы МИР РЧ-01 рег. № 27008-04.

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

Знак поверки наносят на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приедены в документе «Методика измерений электрической энергии и мощности с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ЕНЭС ПС 220 кВ «Рудная», аттестованном ФГУП «ВНИИМС», аттестат аккредитации № RA.RU.311787 от 16.02.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к АИИС КУЭ

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 «Гидроэлектромонтаж» (АО «Гидроэлектромонтаж»)

ИНН 2801085955

Адрес: 675000, г. Благовещенск, ул. Пионерская, 204

Телефон: (4162) 399-802

Факс: (4162) 399-802

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы»

Адрес: 119631, г. Москва, ул. Озерная, д.46

Телефон: (495) 437-55-77

Факс: (495) 437-56-66

Web-сайт: www.vniims.ru

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 29.03.2018 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2020 г.