

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ Приозерная

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ Приозерная (далее - АИИС КУЭ ПС 110 кВ Приозерная) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

Измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ включают в себя следующие уровни:

Первый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электроэнергии (Счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных, включающие шлюзы Е-422, сетевые концентраторы, каналы связи для обеспечения информационного взаимодействия между уровнями системы;

Второй уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК). Этот уровень обеспечивает выполнение следующих функций:

- синхронизацию шкалы времени ИВК;
- сбор информации (результаты измерений, журнал событий);
- обработку данных и их архивирование;
- хранение информации в базе данных сервера Центра сбора и обработки данных (далее по тексту - ЦСОД) ПАО «ФСК ЕЭС» не менее 3,5 лет;
- доступ к информации и ее передачу в организации-участники оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

ИВК включает в себя: сервер коммуникационный, сервер архивов и сервер баз данных; устройство синхронизации системного времени; автоматизированные рабочие места (АРМ) на базе персонального компьютера (ПК); каналообразующую аппаратуру; средства связи и передачи данных.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по измерительным линиям связи поступают на выходы счетчика электроэнергии, где производится измерение мгновенных и средних значений активной и реактивной мощности. На основании средних значений мощности измеряются приращения электроэнергии за интервал времени 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков при помощи технических средств приема-передачи данных поступает на ИВК Центра сбора данных АИИС КУЭ.

Коммуникационный сервер опроса ИВК АИИС КУЭ единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) автоматически опрашивает счетчики с помощью выделенного канала (основной канал связи). При отказе основного канала связи опрос счетчиков выполняется по резервному каналу связи.

По окончании опроса коммуникационный сервер автоматически производит обработку измерительной информации (умножение на коэффициенты трансформации) и передает полученные данные в базу данных (БД) сервера ИВК. В сервере БД ИВК информация о результатах измерений приращений потребленной электрической энергии автоматически формируется в архивы и сохраняется на глубину не менее 3,5 лет по каждому параметру. Сформированные архивные файлы автоматически сохраняются на «жестком» диске.

Один раз в сутки коммуникационный сервер ИВК автоматизированно формирует файл отчета с результатами измерений, в формате XML, и автоматизированно передает его в программно-аппаратный комплекс (ПАК) АО «АТС» и в АО «СО ЕЭС».

Полученные данные и результаты измерений могут использоваться для оперативного управления энергопотреблением на ПС 110 кВ Приозерная ПАО «ФСК ЕЭС».

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

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Для синхронизации шкалы времени в системе в состав ИВК входит устройство синхронизации системного времени (УССВ). Устройство синхронизации системного времени обеспечивает автоматическую синхронизацию часов сервера, при превышении порога ± 1 с происходит коррекция часов сервера. Сличение часов счетчиков и ИВК происходит при каждом сеансе связи. Коррекция проводится при расхождении часов счетчиков и сервера на значение, превышающее ± 2 с.

Погрешность измерения системного времени АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется специализированное программное обеспечение Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС (Метроскоп) (далее по тексту - СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)). СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) используется при коммерческом учете электрической энергии и обеспечивает обработку, организацию учета и хранения результатов измерения, а также их отображение, распечатку с помощью принтера и передачу в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии.

Идентификационные данные СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп), установленного в ИВК, указаны в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные специализированного программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп)
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 1.00
Цифровой идентификатор ПО	D233ED6393702747769A45DE8E67B57E

СПО АИИС КУЭ ЕНЭС (Метроскоп) не влияет на метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 3.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 5.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ ПС 110 кВ Приозерная

№ ИК	Наименование объекта	Состав измерительного канала			Вид электроэнергии
		ТТ	ТН	Счётчик	
1	2	3	4	5	6
1	ПС 110/10 кВ "Приозерная", ОРУ-110 кВ, СШ-110 кВ, ВЛ 110 кВ Джаныбек - Эльтон с отпайкой на ПС Приозерная (ВЛ 110 кВ №244)	ТГФМ-110 кл.т 0,2S К _{ТТ} = 50/5 Зав. № 12827; 12828; 12829	НАМИ-110 УХЛ1 кл.т 0,2 К _{ТН} = (110000/√3)/(100/√3) Зав. № 11339; 11340; 11341	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 571574	активная реактивная
2	ПС 110/10 кВ "Приозерная", ЗРУ-10 кВ, СШ-10 кВ, яч.4, 4Л-Приозерная-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 100/5 Зав. № 15-38406; 15-38407; 15-38408	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 15-38547; 15-38548; 15-38549	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 452202	активная реактивная
3	ПС 110/10 кВ "Приозерная", ЗРУ-10 кВ, СШ-10 кВ, яч.6, 6Л-Приозерная-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 75/5 Зав. № 15-38403; 15-38404; 15-38405	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 15-38547; 15-38548; 15-38549	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 452203	активная реактивная
4	ПС 110/10 кВ "Приозерная", ЗРУ-10 кВ, СШ-10 кВ, яч.9, 9Л-Приозерная-10	ТЛО-10 кл.т 0,5S К _{ТТ} = 50/5 Зав. № 15-38385; 15-38386; 15-38387	ЗНОЛ-ЭК-10 кл.т 0,2 К _{ТН} = (10000/√3)/(100/√3) Зав. № 15-38547; 15-38548; 15-38549	EPQS 111.21.18.LL кл.т 0,2S/0,5 Зав. № 452175	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон силы тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %		
		$\cos j = 1$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$	$\cos j = 1$	$\cos j = 0,8$	$\cos j = 0,5$
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	0,9	1,1	1,8	1,1	1,3	2,0
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	0,6	0,8	1,3	0,8	1,0	1,5
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,5	0,6	0,9	0,8	0,9	1,2
2 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	1,5	2,5	4,7	1,7	2,5	4,7
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	0,9	1,5	2,8	1,1	1,6	2,9
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	0,7	1,0	1,9	0,9	1,2	2,0
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	0,7	1,0	1,9	0,9	1,2	2,0

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон силы тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %	
		$\sin j = 0,6$	$\sin j = 0,87$	$\sin j = 0,6$	$\sin j = 0,87$
1 (ТТ 0,2S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	2,2	1,9	4,0	3,7
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	1,8	1,4	3,8	3,4
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,3	1,2	3,6	3,4
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,3	1,2	3,6	3,4
2 - 4 (ТТ 0,5S; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,02I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	4,0	2,6	5,2	4,1
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	2,6	1,7	4,2	3,6
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,9	1,4	3,8	3,4
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,9	1,4	3,8	3,4

Примечания

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерений электроэнергии и средней мощности (30 минут).

2 В качестве характеристик относительной погрешности указаны границы интервала, соответствующие вероятности 0,95.

3 Погрешность в рабочих условиях указана при температуре окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 30°C.

4 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчик электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в части активной электроэнергии и ГОСТ Р 52425-2005 в части реактивной электроэнергии.

5 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с такими же метрологическими характеристиками. Замена оформляется актом в установленном собственником порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Таблица 5 - Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности $\cos\varphi$ температура окружающей среды °С: - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ГОСТ Р 52425-2005	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от +21 до +25 от +21 до +25
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - ток, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности диапазон рабочих температур окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков магнитная индукция внешнего происхождения, мТл, не более	от 90 до 110 от 2 до 120 от 0,5 _{инд} до 0,8 _{емк} от -45 до +40 от -40 до +60 0,5
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: электросчетчики ЕРQS: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее	70000
Глубина хранения информации электросчетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее ИБК: - суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу, лет, не менее	35 3,5

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться с помощью электронной почты и сотовой связи;
- в журналах событий счетчиков фиксируются факты:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекция шкалы времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- наличие механической защиты от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счетчиков электроэнергии;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки.
- наличие защиты на программном уровне:
 - пароль на счетчиках электроэнергии;
 - пароли на сервере, предусматривающие разграничение прав доступа к измерительным данным для различных групп пользователей.

Возможность коррекции шкалы времени в:

- счетчиках электроэнергии (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра АУВП.411711.ФСК.047.01ФО типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ ПС 110 кВ Приозерная представлена в таблице 6.

Таблица 6 - Комплектность АИИС КУЭ ПС 110 кВ Приозерная

Наименование	Обозначение	Рег. №	Количество
Трансформатор тока	ТГФМ-110	52261-12	3 шт.
Трансформатор тока	ТЛО-10	25433-11	9 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	60353-15	3 шт.
Трансформатор напряжения	ЗНОЛ-ЭК-10	47583-11	3 шт.
Счетчик электрической энергии трехфазный многофункциональный	EPQS 111.21.18.LL	25971-06	4 шт.
Методика поверки	АУВП.411711.ФСК.047.01МП	-	1 экз.
Формуляр	АУВП.411711.ФСК.047.01ФО	-	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу АУВП.411711.ФСК.047.01МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ Приозерная. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 30.03.2017 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки;
- по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений;
- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений;
- счетчиков - по документу «Счетчики электрической энергии многофункциональные EPQS. Методика поверки РМ 1039597-26:2002»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), рег. № 27008-04;
- термогигрометр CENTER (мод.314), рег № 22129-09.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде поверительного клейма и голографической наклейки.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Методика измерений количества электроэнергии и мощности с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии ПС 110 кВ Приозерная, аттестованной ФГУП «ВНИИМС», аттестат об аккредитации № 01.00225-2011 от 29.06.2011 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ПС 110 кВ Приозерная

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

Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС» (ООО «Центр энергоэффективности ИНТЕР РАО ЕЭС»)

ИНН 7704765961

Адрес: 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д.27, стр.1

Телефон: +7 (495) 221-75-60

Заявитель

Филиал Общества с ограниченной ответственностью Управляющая компания «РусЭнергоМир» в г. Москве (Филиал ООО УК «РусЭнергоМир» в г. Москве)

ИНН 5404338740

Адрес: 123557, г. Москва, ул. Пресненский вал, д. 14, 3 этаж

Телефон: +7 (499) 750-04-06

Испытательный центр

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

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

Телефон/факс: +7 (495) 437-55-77 / +7 (495) 437 56 66

E-mail: office@vniims.ru

Web-сайт: www.vniims.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-13 от 26.07.2013 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.