

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций ПС-501, ПС-353, РП-5 филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций ПС-501, ПС-353, РП-5 филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция» (далее по тексту – АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, автоматизированного сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации заинтересованным организациям в рамках согласованного регламента.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерений.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ), измерительные трансформаторы напряжения (ТН), счетчики активной и реактивной электрической энергии (счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных.

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя сервер баз данных (СБД), устройство синхронизации системного времени (УССВ), программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР», автоматизированные рабочие места персонала (АРМ), каналообразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации.

Первичные токи и напряжения преобразуются 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 мгновенных значений мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по проводным линиям связи и каналообразующей аппаратуре поступает на вход сервера, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных, оформление справочных и отчетных документов.

Данные об энергопотреблении по корпоративной сети АО «Концерн Росэнергоатом» поступают на сервер, где выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, формирование, хранение и оформление справочных и отчетных документов. Резервный канал передачи данных организован по каналу GSM-связи.

Передача информации коммерческому оператору (КО) и другим заинтересованным организациям реализована с использованием электронной почты в виде файла формата XML, подписываемого электронной подписью.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), охватывающую уровни ИИК и ИВК. Сервер получает сигналы точного времени от устройства синхронизации системного времени УССВ на основе GPS-приемника GARMIN GPS16x-HVS. Контроль времени осуществляется постоянно, синхронизация времени осуществляется при расхождении времени сервера и УССВ на величину более ± 2 с.

Сравнение показаний часов счетчиков и сервера происходит при каждом обращении к счетчику, но не реже одного раза в 30 мин. Синхронизация осуществляется раз в сутки при расхождении показаний часов счетчиков и сервера на величину более чем ± 2 с.

Журналы событий счетчиков и 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 состав программного обеспечения (ПО) АИИС КУЭ входит: ПО счетчиков электроэнергии, ПО серверов АИИС КУЭ, ПО СОЕВ. Программные средства серверов АИИС КУЭ содержат: базовое (системное ПО), включающее операционную систему, программы обработки текстовой информации, сервисные программы, ПО систем управления базами данных (СУБД) и прикладное ПО «АльфаЦЕНТР».

Идентификационные данные ПО «АльфаЦЕНТР» приведены в таблице 1

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Наименование ПО	АльфаЦЕНТР
Идентификационное наименование ПО	Ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.01
Цифровой идентификатор ПО	3E3736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Уровень защиты программного обеспечения АИИС КУЭ от непреднамеренных и преднамеренных изменений по Р 50.2.077-2014 – средний.

Конструкция АИИС КУЭ исключает возможность несанкционированного влияния на ПО АИИС КУЭ и измерительную информацию (наличие специальных средств защиты – разграничение прав доступа, использование ключевого носителя, пароли, фиксация изменений в журнале событий), исключаяющие возможность несанкционированной модификации, загрузки фальсифицированного ПО и данных, считывания из памяти, удаления или иных преднамеренных изменений метрологической значимости ПО и измерительных данных.

Метрологические и технические характеристики

Состав ИК АИИС КУЭ, основные метрологические и технические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 – 4.

Таблица 2 - Состав ИК АИИС КУЭ и их метрологические характеристики

№№ ИК	Наименование точки измерений	Измерительные компоненты			Вид электро- энергии
		ТТ	ТН	Счетчик	
1	2	3	4	5	6
1.	ПС 501 «БРТ». Рабочий ввод 11РБ	ТПШЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Активная Реактивная
2.	ПС 501 «БРТ». Рабочий ввод 12РБ	ТПШЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 1500/5 Рег. № 1423-60	НТМИ-6-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Активная Реактивная
3.	ПС 353 «Систа». Ввод-1Т	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Активная Реактивная
4.	ПС 353 «Систа». Ввод-2Т	ТВЛМ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1856-63	НТМИ-6-66 КТ 0,5 К _{ТН} = 6000/100 Рег. № 2611-70	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Активная Реактивная
5.	ПС 353 «Систа». ТСН-1Т	ТОП-0,66 КТ 0,5S К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 15174-06	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Активная Реактивная
6.	ПС 353 «Систа». ТСН-2Т	ТОП-0,66 КТ 0,5S К _{ТТ} = 75/5 Рег. № 15174-06	-	A1805RAL-P4GB-DW-4 КТ 0,5S/1,0 Рег. № 31857-06	Активная Реактивная
7.	РП-5 «Коваш». НС-13 Ввод №1	ТПОЛ-10 КТ 0,5 К _{ТТ} = 600/5 Рег. № 1261-59	НАМИ-10 КТ 0,2 К _{ТН} = 10000/100 Рег. № 11094-87	A1802RAL-P4G-DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Активная Реактивная

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
8.	РП-5 «Коваш». НС-13 Ввод №2	ТПОЛ-10 КТ 0,5 КТТ = 600/5 Рег. № 1261-59	НТМИ-10-66У3 КТ 0,5 КТН = 10000/100 Рег. № 831-69	A1802RAL-P4G- DW-4 КТ 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Активная Реактивная
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 не претендует на улучшение указанных в таблице 3 метрологических характеристик. 2 Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Акт хранится совместно с эксплуатационными документами на АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.					

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК

Метрологические характеристики ИК (активная энергия)							
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %			Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %		
		$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$	$\cos \varphi = 1,0$	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,5$
1 – 4, 8 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,8	2,8	5,4	1,9	2,9	5,5
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	1,1	1,6	2,9	1,2	1,7	3,0
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,9	1,2	2,2	1,0	1,4	2,3
5, 6 (ТТ 0,5S; ТН - ; Сч 0,5S)	$0,01(0,02)I_{H1} \leq I_1 < 0,05I_{H1}$	2,0	2,6	4,7	2,3	2,9	4,9
	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,0	1,6	2,8	1,6	2,0	3,2
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,8	1,1	1,9	1,4	1,7	2,3
7 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,2S)	$0,05I_{H1} \leq I_1 < 0,2I_{H1}$	1,7	2,8	5,3	1,8	2,8	5,4
	$0,2I_{H1} \leq I_1 < I_{H1}$	0,9	1,4	2,7	1,1	1,6	2,8
	$I_{H1} \leq I_1 \leq 1,2I_{H1}$	0,7	1,0	1,9	0,9	1,2	2,0

Продолжение таблицы 3

Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)					
Номер ИК	Диапазон значений силы тока	Границы основной относительной погрешности ИК ($\pm\delta$), %		Границы относительной погрешности ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm\delta$), %	
		$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)	$\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)	$\cos \varphi = 0,5$ ($\sin \varphi = 0,87$)
1 – 4, 8 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	4,4	2,5	4,6	2,8
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,4	1,5	2,8	2,0
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,9	1,2	2,3	1,7
5, 6 (ТТ 0,5S; ТН - ; Сч 1,0)	$0,01(0,02)I_{н1} \leq I_1 < 0,05I_{н1}$	4,7	3,2	5,8	4,1
	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	2,8	1,9	3,4	2,6
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	1,8	1,4	2,3	1,9
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,8	1,3	2,2	1,8
7 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5)	$0,05I_{н1} \leq I_1 < 0,2I_{н1}$	4,3	2,5	4,5	2,8
	$0,2I_{н1} \leq I_1 < I_{н1}$	2,2	1,4	2,6	1,9
	$I_{н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{н1}$	1,6	1,0	2,1	1,6
Пределы допускаемой погрешности СОЕВ, с		±5			
Примечания: 1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовой). 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 плюс 10 до плюс 35 °С.					

Таблица 4 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
1	2
Нормальные условия: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С - для счетчиков активной энергии: ГОСТ Р 52323-2005 - для счетчиков реактивной энергии: ТУ 4228-011-29056091-11 ГОСТ 26035-83	от 99 до 101 от 100 до 120 0,87 от 49,8 до 50,2 от +21 до +25 от +21 до +25 от +18 до +22

Продолжение таблицы 4

1	2
Условия эксплуатации: параметры сети: - напряжение, % от $U_{ном}$ - сила тока, % от $I_{ном}$ - коэффициент мощности - частота, Гц температура окружающей среды, °С - для ТТ и ТН: - для счетчиков	от 90 до 110 от 2(5) до 120 от 0,5_{инд.} до 0,8_{емк.} от 49,6 до 50,4 от -40 до +35 от -40 до +65
Надежность применяемых в АИИС КУЭ компонентов: счетчики Альфа А1800: - среднее время наработки на отказ, ч, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч ИБК: - коэффициент готовности, не менее - среднее время восстановления работоспособности, ч, не более	120000 72 0,99 1
Глубина хранения информации счетчики: - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сут, не менее ИБК: - результаты измерений, состояние объектов и средств измерений, лет, не менее	45 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 организациям-участникам оптового рынка электроэнергии и мощности с помощью электронной почты.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счетчика:
 - связи со счетчиком, приведшие к каким-либо изменениям данных и конфигурации;
 - отсутствие напряжения по каждой фазе с фиксацией времени пропадания и восстановления напряжения;
 - формирование обобщенного события (или по каждому факту) по результатам автоматической самодиагностики
 - коррекции времени в счетчике.
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - пропадание питания;
 - замена счетчика;
 - коррекции времени в счетчике и сервере БД;
 - изменение значений результатов измерений;
 - изменение коэффициентов измерительных трансформаторов тока и напряжения;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищенность применяемых компонентов:

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

Возможность коррекции времени в:

- счетчиках электрической энергии (функция автоматизирована);
- сервере ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений;
- 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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество
Трансформаторы тока	ТПШЛ-10	4 шт.
Трансформаторы тока	ТВЛМ-10	4 шт.
Трансформаторы тока опорные	ТОП-0,66	4 шт.
Трансформаторы тока	ТПОЛ-10	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-6-66	4 шт.
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	1 шт.
Трансформаторы напряжения	НТМИ-10-66УЗ	1 шт.
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	Альфа А1800	8 шт.
Методика поверки	МП-312235-038-2018	1 экз.
Паспорт-формуляр	ГДАР.411711.085-07.1.ПФ	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП-312235-038-2018 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций ПС-501, ПС-353, РП-5 филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция». Методика поверки», утвержденному ООО «Энергокомплекс» 13.11.2018 г.

Основные средства поверки:

- ТТ по ГОСТ 8.217-2003 ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки;
- ТН по ГОСТ 8.216-2011 ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки и/или МИ 2845-2003 Измерительные трансформаторы напряжения 6/ $\sqrt{3}$...35 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации;

- по МИ 3196-2009 ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
 - по МИ 3195-2009 ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей;
 - счетчики Альфа А1800 (рег. № 31857-06) – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» 19.05.2006 г.;
 - счетчики Альфа А1800 (рег. № 31857-11) – в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДЯИМ.411152.018 МП», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.;
 - радиочасы МИР РЧ-02.00 (рег. № 46656-11);
 - прибор комбинированный Testo 622 (рег. № 53505-13).
- Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемых СИ с требуемой точностью.
- Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций ПС-501, ПС-353, РП-5 филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция», аттестованном ООО «РусЭнергоПром», аттестат аккредитации № RA.RU.312149 от 04.05.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) подстанций ПС-501, ПС-353, РП-5 филиала АО «Концерн Росэнергоатом» «Ленинградская атомная станция

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

Акционерное общество «Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» (АО «Концерн Росэнергоатом»)

ИНН 7721632827

Адрес: 109507, г. Москва, ул. Ферганская, д. 25

Телефон: +7 (495) 647-41-89

Факс: +7 (495) 647-46-03

Web-сайт: www.rosenergoatom.ru

E-mail: info@rosenergoatom.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «РусЭнергоПром»

(ООО «РусЭнергоПром»)

ИНН 7725766980

Адрес: 117218, г. Москва, ул. Большая Черёмушкинская, д. 25, стр. 97, этаж 3, к. 309

Телефон: +7 (499) 397-78-12

Факс: +7 (499) 753-06-78

E-mail: info@rusenprom.ru

Испытательный центр

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

Адрес: 455017, Челябинская обл., г. Магнитогорск, ул. Мичурина, д. 26, 3

Телефон: +7 (351) 958-02-68

E-mail: encomplex@yandex.ru

Аттестат аккредитации ООО «Энергокомплекс» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.312235 от 31.08.2017 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п.

« ____ » _____ 2019 г.