

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 1577 от 19.07.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ГПС «Кириши»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ГПС «Кириши» предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности, измерений времени в координированной шкале времени UTC.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, многоуровневую автоматизированную систему с централизованным управлением и распределённой функцией измерения.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Первый уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК) точек измерений. Включают в себя измерительные трансформаторы тока и напряжения, счётчики активной и реактивной электрической энергии и мощности по каждому присоединению (точке измерений) и технические средства приема-передачи данных. Устройство сбора и передачи данных (далее – УСПД) «Сикон С70», установленное на уровне ИИК работает в «прозрачном» режиме при обращении сервера ИВК к счетчикам электроэнергии и выполняет функции шлюза-концентратора (каналообразующей аппаратуры).

Второй уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК) АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть» (далее - ИВК АИИС КУЭ ОАО «АК «Транснефть»)), регистрационный номер 54083-13, включает в себя серверы баз данных (СБД) АИИС КУЭ, серверы приложений, автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов и энергосбытовых организаций, сервер синхронизации системного времени, программное обеспечение ПК «Энергосфера» (далее - ПО ПК «Энергосфера»), а также совокупность аппаратных, каналообразующих и программных средств, выполняющих сбор информации с первого уровня, ее обработку, хранение и передачу данных результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии.

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;
- подготовка и передача результатов измерений в организации-участники оптового рынка электроэнергии;
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени в АИИС КУЭ);
- формирование журналов событий АИИС КУЭ.

Первичные токи и напряжения преобразуются измерительными трансформаторами в аналоговые унифицированные сигналы, которые по проводным линиям связи поступают на измерительные входы счетчика электроэнергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются соответствующие мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности без учета коэффициентов трансформации. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной мощности. Данные со счетчиков поступают на уровень ИВК, где выполняется обработка измерительной информации, в частности, вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ.

Передача данных в организации-участники ОРЭ и РРЭ, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, осуществляется с ИВК, в том числе АРМ энергосбытовой компании через каналы связи по протоколу ТСР/IP сети Internet в виде xml-файлов установленных форматов, в соответствии с Приложением 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности с использованием ЭЦП субъекта рынка.

Допускается, в случае возникновения технических проблем, передача данных с задержкой, но на срок не более трех рабочих дней. Передача результатов измерений с первого уровня АИИС КУЭ в ИВК и команд синхронизации часов от ИВК с первым уровнем АИИС КУЭ организованы с использованием основного и резервного каналов связи.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Измерение времени АИИС КУЭ происходит автоматически на всех уровнях системы внутренними таймерами устройств, входящих в систему.

Синхронизация часов устройств АИИС КУЭ с единым календарным временем обеспечивается источником частоты и времени/сервером синхронизации времени ССВ-1Г основного и резервного.

Сличение часов счетчиков и ИВК АИИС КУЭ происходит при каждом сеансе связи, но не реже одного раза в сутки. Корректировка осуществляется не реже одного раза в сутки и при расхождении показаний часов счетчиков и сервера ИВК АИИС КУЭ на величину более ± 1 с в формате «ММ:СС». Время на счетчиках может соответствовать часовому поясу региона, при этом приведение результатов измерений к московскому времени осуществляется на уровне ИВК автоматически.

Погрешность СОЕВ АИИС КУЭ не превышает ± 5 с/сут.

На уровне ИИК для защиты информации от несанкционированного доступа применяются следующие меры:

- пломбирование клеммных сборок электрических цепей трансформаторов тока и напряжения;
- пломбирование клеммных сборок электросчетчиков;
- пломбирование клеммных сборок линии передачи информации по интерфейсу RS-485.

На уровне ИВК защита информации организована с применением следующих мероприятий:

- ограничение доступа к серверу АИИС КУЭ;
- установление учетных записей пользователей и паролей доступа к серверу АИИС КУЭ.

В АИИС КУЭ обеспечена сохранность информации при авариях. Под авариями следует понимать потери питания и отказы (потери работоспособности) технических и программно-технических средств.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов счетчика электроэнергии, отражается в его журнале событий.

Время (дата, часы, минуты, секунды) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке, отражается в журнале событий сервера БД.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется ПО ПК «Энергосфера» версии не ниже 7.1. ПО ПК «Энергосфера» 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 ПК «Энергосфера».

Таблица 1 - Идентификационные данные программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6СА69318ВЕD976Е08А2ВВ7814В
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Программное обеспечение не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствует уровню «высокий» согласно Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала					Вид электрической энергии	Погрешность, %
№ ИК	Наименование присоединения	Вид	Класс точности, коэффициент трансформации, № в реестре СИ	Фаза	Тип	УСПД		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ГПС «Кириши» ЗРУ-6 кВ «Север», Ввод №1 6 кВ, 1 секция 6 кВ, яч.№5	ТТ	КлТ=0,5S К _{ТТ} =1500/5 № 47959-11	А	ТОЛ	Сикон С70 № 28822-05	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4$
				В	ТОЛ			
				С	ТОЛ			
		ТН	КлТ=0,5 К _{ТН} =6000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10			
В								
С		СЭТ-4ТМ.03М						
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 № 36697-08							
2	ГПС «Кириши» ЗРУ-6 кВ «Север», Ввод №2 6 кВ, 2 секция 6 кВ, яч.№30	ТТ	КлТ=0,5S К _{ТТ} =1500/5 № 47959-11	А	ТОЛ	Сикон С70 № 28822-05	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,3;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,9;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,6;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,4;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,7;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,4$
				В	ТОЛ			
				С	ТОЛ			
		ТН	КлТ=0,5 К _{ТН} =6000/100 № 16687-07	А	НАМИТ-10			
В								
С		СЭТ-4ТМ.03М						
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 № 36697-08							
3	ГПС «Кириши» ЗРУ-6 кВ «Север», Ввод №1 6 кВ, яч.№2, ТСН-1 секция 0,4 кВ	ТТ	КлТ=0,5S К _{ТТ} =50/5 № 22656-07	А	Т-0,66	Сикон С70 № 28822-05	– активная прямая; – активная обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.p.o} = \pm 2,0;$ $\delta_{2.p.o} = \pm 1,6;$ $\delta_{1.a.p} = \pm 1,5;$ $\delta_{2.a.p} = \pm 1,2;$ $\delta_{1.p.p} = \pm 2,5;$ $\delta_{2.p.p} = \pm 2,2$
				В	Т-0,66			
				С	Т-0,66			
		ТН	–	А	–			
В								
С		СЭТ-4ТМ.03М						
Счетчик	КлТ=0,2S/0,5 № 36697-08							
4	ГПС «Кириши» ЗРУ-6 кВ «Север»,	ТТ	КлТ=0,5S К _{ТТ} =50/5 № 22656-07	А	Т-0,66	Сикон С70 № 28822-05	– активная прямая; – активная	$\delta_{1.a.o} = \pm 1,3;$ $\delta_{2.a.o} = \pm 1,0;$ $\delta_{1.p.o} =$
				В	Т-0,66			
				С	Т-0,66			

Ввод №2 6 кВ, яч.№33, ТСН-2 секция 0,4 кВ	ТН	–	A	–	обратная; – реактивная прямая; – реактивная обратная	±2,0;
			B			$\delta_{2.p.o} =$
			C			±1,6;
Счет- чик	КЛТ=0,2S/0,5 № 36697-08	СЭТ-4ТМ.03М				$\delta_{1.a.p} = \pm 1,5;$
						$\delta_{2.a.p} = \pm 1,2;$
						$\delta_{1.p.p} =$
						±2,5;
						$\delta_{2.p.p} = \pm 2,2$

Примечания:

1 В столбце 9 таблицы 2 приведены границы допускаемой относительной погрешности при доверительной вероятности, равной 0,95, при следующих условиях:

$\delta_{1.a.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ и $\cos\phi = 0,8$;

$\delta_{2.a.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений активной электрической энергии при $I = I_{ном}$ и $\cos\phi = 0,8$;

$\delta_{1.p.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ и $\sin\phi = 0,6$;

$\delta_{2.p.o}$ – границы допускаемой основной погрешности измерений реактивной электрической энергии при $I = I_{ном}$ и $\sin\phi = 0,6$;

$\delta_{1.a.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ и $\cos\phi = 0,8$;

$\delta_{2.a.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений активной электрической энергии в рабочих условиях применения при $I = I_{ном}$ и $\cos\phi = 0,8$;

$\delta_{1.p.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии при в рабочих условиях применения $I = 0,1 \cdot I_{ном}$ и $\sin\phi = 0,6$;

$\delta_{2.p.p}$ – границы допускаемой погрешности измерений реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения при $I = I_{ном}$ и $\sin\phi = 0,6$;

2 Измерительные каналы включают измерительные ТТ по ГОСТ 7746-2001, измерительные ТН по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии по ГОСТ 52323-2005 в режиме измерения активной электрической энергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерения реактивной электрической энергии.

3 Допускается замена УСПД, измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа.

Таблица 3 – Основные технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Пределы допускаемой поправки часов относительно координированной шкалы времени UTC, с	±5
Нормальные условия применения: – температура, °С – относительная влажность воздуха, % – атмосферное давление, кПа – напряжение питающей сети переменного тока, В – частота питающей сети переменного тока, Гц – индукция внешнего магнитного поля, мТл, не более	от +21 до +25 от 30 до 80 от 84 до 106 от 215,6 до 224,4 от 49,85 до 50,15 0,05
Рабочие условия применения: – напряжение питающей сети переменного тока, В – частота питающей сети, Гц	от 198 до 242 от 49 до 51

– температура (для ТН и ТТ), °С	от -30 до +40
– температура (для счетчиков, УСПД), °С	от +5 до +35
– температура (для сервера, АРМ, каналобразующего и вспомогательного оборудования), °С	от +10 до +30
– индукция внешнего магнитного поля (для счётчиков), мТл	от 0 до 0,5
Среднее время наработки на отказ, ч	8965
Средний срок службы, лет	12

Знак утверждения типа

наносится с помощью принтера на титульные листы эксплуатационной документации системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ГПС «Кириши».

Комплектность средства измерений

Таблица 4 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	4 шт.
Трансформатор тока	ТОЛ	6 шт.
Трансформатор тока	Т-0,66	6 шт.
Трансформатор напряжения	НАМИТ-10	2 шт.
УСПД	Сикон С70	1 шт.
Устройство синхронизации времени	ССВ-1Г	2 шт.
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1 шт.
Методика поверки	МП 51829-12	1 экз.
Инструкция по эксплуатации	ИЭН 1954РД-12.ЭСУ.ИЭ	1 экз.
Паспорт-формуляр	ИЭН 1954РД-12.ЭСУ.ПС	1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 51829-12 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ГПС «Кириши». Методика поверки с изменением № 1», утвержденному руководителем ФБУ «Пензенский ЦСМ» 03.05.2017 г.

Основные средства поверки:

- мультиметр «Ресурс-ПЭ», регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 33750-12;
- радиочасы РЧ-011, регистрационный номер в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений 35682-07.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик поверяемого средства измерений с требуемой точностью.

Знак поверки, в виде оттиска поверительного клейма и (или) наклейки, наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ГПС «Кириши». Методика измерений электрической энергии. Свидетельство об аттестации № 01.00230/23-2012 от 26.10.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ГПС «Кириши»

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

Открытое акционерное общество «Ивэлектроналадка» (ОАО «Ивэлектроналадка»)
ИНН 3729003630
Адрес: 153032, г. Иваново, ул. Ташкентская, д. 90
Юридический адрес: 153002, Россия, г. Иваново, ул. Калинина, д. 5
Телефон: +7 (4932) 230-230
Факс: +7 (4932) 29-88-22

Модернизация системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии ОАО «АК «Транснефть» в части ООО «Балттранснефтепродукт» по ГПС «Кириши» проведена:

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть – Балтика»
(ООО «Транснефть – Балтика»)
ИНН 4704041900
Адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, Арсенальная набережная, д. 11, лит. А
Телефон: +7 (812) 380-62-25
Факс: +7 (812) 660-07-70

Испытательный центр

ГЦИ СИ Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Пензенской области»

(ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ»)
Адрес: 440039, г. Пенза, ул. Комсомольская, д. 20
Телефон (факс): +7 (8412) 49-82-65
E-mail: pcsm@penzacsm.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Пензенский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30033-10 от 20.07.2017 г.

В части вносимых изменений:

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в г. Москве» (ФБУ «Ростест-Москва»)

Адрес: 117418 г. Москва, Нахимовский проспект, д. 31
Телефон: +7 (495) 544-00-00

Аттестат аккредитации ФБУ «Ростест-Москва» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа RA.RU.310639 от 16.04.2015 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.