

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакции, утвержденной приказом Росстандарта № 962 от 10.05.2017 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) НПС №3 БТС-II

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) НПС №3 БТС-II (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени отдельными технологическими объектами, сбора, хранения и обработки полученной информации. Результаты измерений системы могут быть использованы для коммерческих расчетов.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой multifunctionalную, 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.

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, каналобразующих 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.

Принцип действия:

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 TCP/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
1	2
Идентификационное наименование ПО	ПК «Энергосфера» Библиотека pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	не ниже 7.1
Цифровой идентификатор ПО	СВЕВ6F6CA69318BED976E08A2BB7814B
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

Программное обеспечение не влияет на метрологические характеристики АИИС КУЭ.
Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2 - Состав и метрологические характеристики измерительных каналов АИИС КУЭ НПС №3 БТС-II

Наименование объекта и номер точки измерений		Состав измерительного канала			Вид электро- энергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик		Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	ПС 110/10 кВ НПС-3, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Талашкино - НПС-3 №1	SB 0,8 200/5 Кл. т. 0,5S Госреестр № 20951-08	НАМИ 110 УХЛ-1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08	Активная	±0,9	±2,6
2	ПС 110/10 кВ НПС-3, ОРУ 110 кВ, ВЛ 110 кВ Талашкино - НПС-3 №2	SB 0,8 200/5 Кл. т. 0,5S Госреестр № 20951-08	НАМИ 110 УХЛ-1 110000/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ Кл. т. 0,2 Госреестр № 24218-08	СЭТ-4ТМ.03М Кл. т. 0,2S/0,5 Госреестр № 36697-08	Реактивная	±2,3	±4,1

Примечание

1 Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая).

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

3 Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98, 1,02) $U_{ном}$; ток (1, 1,2) $I_{ном}$; $\cos \varphi = 0,9$ инд.;
- температура окружающей среды (20±5) °С.

4 Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9, 1,1) $U_{ном}$; ток (0,02, 1,2) $I_{ном}$; $\cos \varphi$ от 0,5 инд до 0,8 емк;
- допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 70 °С, для счетчиков от минус 40 до плюс 60 °С; для сервера от плюс 15 до плюс 35 °С.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для тока $0,02 \cdot I_{ном}$, $\cos \varphi = 0,8$ инд, температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от плюс 15 до плюс 25 °С.

6 Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электрической энергии multifunctional СЭТ-4ТМ.03М по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ Р 52325-2005 в режиме измерения реактивной электроэнергии.

7 Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2. Замена оформляется актом в установленном на НПС №3 БТС-II порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

8 В составе измерительных каналов, перечисленных в таблице 2, применяются измерительные компоненты утвержденных типов.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М - параметры надежности: среднее время наработки на отказ $T = 140000$ ч, среднее время восстановления работоспособности t_v - не более 48 ч;
- сервер - среднее время наработки на отказ не менее 60000 ч, среднее время восстановления работоспособности 0,1 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: информация о результатах измерений может передаваться в организации-участники оптового рынка электроэнергии организацию с помощью электронной почты и сотовой связи.

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике;
- журнал сервера БД:
 - параметрирования;
 - коррекции времени в счетчике;
 - пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчётчика;
 - испытательной коробки;
- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:
 - электросчетчика,
 - сервера.

Возможность коррекции времени в:

- электросчетчиках (функция автоматизирована);
- ИВК (функция автоматизирована).

Возможность сбора информации:

- о состоянии средств измерений (функция автоматизирована);
- о результатах измерений (функция автоматизирована).

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- один раз в сутки (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчики СЭТ-4ТМ.03М - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 100 суток; при отключении питания - не менее 3,5 лет;
- Сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится типографским способом на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) НПС №3 БТС-II.

Комплектность средства измерений

Таблица 3 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
Измерительный трансформатор тока	SB 0,8	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения	НАМИ 110 УХЛ-1	6 шт.
Счетчик электрической энергии	СЭТ-4ТМ.03М	2 шт.
Основной сервер опроса и баз данных АИИС КУЭ	-	1 шт.
Источник частоты и времени	ССВ-1Г	2 шт.
Программное обеспечение	ПК «Энергосфера»	1 шт.
Методика поверки	Г.0.0020.0014-И-ТН/ГТП-03.МП	1 шт.
Паспорт-Формуляр	55181848.343000.047.05 ПФ	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу Г.0.0020.0014-И-ТН/ГТП-03.МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) НПС №3 БТС-II. Методика поверки с изменением № 1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» 23.12.2016 г.

Основные средства поверки:

- трансформаторы тока - по ГОСТ 8.217-2003;
- трансформаторы напряжения - по МИ 2925-2005, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- счетчики СЭТ-4ТМ.03.М - по методике поверки «Счетчик электрической энергии многофункциональный СЭТ-4ТМ.03.М. Методика поверки» ИЛГШ.411152.145 РЭ1;
- источник частоты и времени - по методике поверки «Источники частоты и времени/серверы синхронизации времени ССВ-1Г. Методика поверки» ЛЖАР.468150.003-08 МП.
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS), регистрационный номер 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01;
- средства измерений для проверки нагрузки на вторичные цепи ТТ и ТН и падения напряжения в линии связи между вторичной обмоткой ТН и счетчиком;
- вольтамперфазометр ПАРМА ВАФ, регистрационный номер 39937-08;
- термометр по ГОСТ 28498, диапазон измерений от минус 40 до плюс 50 °С, цена деления 1 °С.

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 паспорте-формуляре на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) НПС №3 БТС-II № 55181848.343000.047.05 ПФ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) НПС №3 БТС-II

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 «Прософт-Системы»

(ООО «Прософт-Системы»)

ИНН 6660149600

Адрес: 620102, г. Екатеринбург, ул. Волгоградская, д. 194А

Телефон: +7 (343) 356-51-11; Факс: +7 (343) 310-01-06

E-mail: info@prosoftsystems.ru

Заявитель

Общество с ограниченной ответственностью «Транснефть-Балтика»

(ООО «Транснефть-Балтика»)

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 государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Адрес: 119361, Москва, ул. Озерная, 46

Тел.: +7 (495) 437-55-77

Факс: +7 (495) 437-56-66

E-mail: office@vniims.ru

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30004-08 от 27.06.2008 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, 31

Тел.: +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.