

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО АНК «Башнефть» в части ПС «Кариновка» 35/10 кВ, ПС «Струковская» 35/10 кВ

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО АНК «Башнефть» в части ПС «Кариновка» 35/10 кВ, ПС «Струковская» 35/10 кВ (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электроэнергии и мощности, потребленной за установленные интервалы времени технологическим объектом, сбора, обработки, хранения, формирования отчетных документов и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - измерительно-информационные комплексы (далее - ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы тока (далее - ТТ) по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения (далее - ТН) по ГОСТ 1983-2001 и счетчики активной и реактивной электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерений активной электроэнергии и по ГОСТ Р 52425-2005 в режиме измерений реактивной электроэнергии, вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных. Метрологические и технические характеристики измерительных компонентов АИИС КУЭ приведены в таблицах 2 - 4.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК), включающий в себя сервера баз данных (далее - БД), устройства синхронизации времени на базе ГЛОНАСС/GPS-приемника типа УСВ-2 (далее - УСВ-2), каналобразующую аппаратуру, технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, автоматизированные рабочие места персонала (далее - АРМ) и программное обеспечение (далее - ПО) «Пирамида 2000».

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются 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 усредненные значения активной мощности и среднеквадратические значения напряжения и тока за период 0,02 с. По вычисленным среднеквадратическим значениям тока и напряжения производится вычисление полной мощности за период. 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 мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков поступает на верхний уровень системы, где осуществляется вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, хранение измерительной информации, ее накопление и передача,

оформление отчетных документов, отображение информации на мониторах АРМ и передача данных в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе в АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи с протоколом 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 ЭП субъекта рынка. Передача результатов измерений, состояния средств и объектов измерений по группам точек поставки производится с сервера баз данных настоящей системы.

В АИИС КУЭ реализована возможность информационного обмена XML-файлами 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 АИИС КУЭ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) межсистемных перетоков электроэнергии ОАО «МРСК Волги» - «Оренбургэнерго» (Рег. № 47555-11) и АИИС КУЭ «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) (АИИС КУЭ) межсистемных перетоков электроэнергии ОАО «МРСК Волги» - «Оренбургэнерго» с Изменением № 1 (Рег. № 47555-13).

АИИС КУЭ имеет систему обеспечения единого времени (далее - СОЕВ). СОЕВ предусматривает поддержание единого календарного времени на всех уровнях системы (ИИК и ИВК). АИИС КУЭ оснащена УСВ-2. Пределы допускаемой абсолютной погрешности синхронизации фронта выходного импульса 1 Гц к шкале координированного времени УСВ-2 составляет не более ± 10 мкс. Сервер БД, расположенный в центре сбора и обработки информации (далее - ЦСОИ) ПАО АНК «Башнефть», периодически (не реже чем 1 раз в 1 час) сравнивает свое системное время с УСВ-2, корректировка часов сервера БД осуществляется независимо от наличия расхождения. Часы сервера БД, расположенного в ЦСОИ НГДУ «Ишимбайнефть», синхронизированы по времени с часами сервера БД, расположенного в ПАО АНК «Башнефть», сравнение показаний часов происходит каждый сеанс связи, коррекция часов осуществляется независимо от наличия расхождения. Сличение показаний часов счетчиков и сервера БД, расположенного в ЦСОИ НГДУ «Ишимбайнефть», производится во время сеанса связи со счетчиками. Корректировка часов осуществляется независимо от наличия расхождения, но не чаще 1 раза в сутки.

Задержки в каналах связи составляют не более 0,2 с.

Погрешность хода часов АИИС КУЭ не превышает ± 5 с.

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 «Пирамида 2000», в состав которого входят программы, указанные в таблице 1. ПО 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.

Таблица 1 - Метрологические значимые модули ПО

Идентификационные признаки	Значение
1	2
Идентификационные наименования модулей ПО	CalcClients.dll; CalcLeakage.dll; CalcLosses.dll; Metrology.dll; ParseBin.dll; ParseIEC.dll; ParseModbus.dll; ParsePiramida.dll; SynchronSI.dll; VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) ПО	3.0
Цифровой идентификатор ПО	e55712d0b1b219065d63da949114dae4 b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac 52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83 6f557f885b737261328cd77805bd1ba7 48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48 ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f 530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09 1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75
Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО	MD5

ПО «Пирамида 2000» аттестовано на соответствие требованиям нормативной документации, свидетельство об аттестации № АПО-209-15 от 26 октября 2011 года, выданное ФГУП «ВНИИМС».

Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии, получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляют 1 единицу младшего разряда измеренного значения.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных временных (тарифных) зон не зависят от способов передачи измерительной информации и определяются классами точности применяемых счетчиков электрической энергии и измерительных трансформаторов.

Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблицах 3 и 4, нормированы с учетом ПО.

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

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов АИИС КУЭ и их основные метрологические характеристики приведены в таблицах 2 - 4.

Таблица 2 - Состав измерительных каналов АИИС КУЭ

Номер ИК	Наименование точки измерений	Состав измерительного канала			Вид электро-энергии
		ТТ	ТН	Счётчик	
1	ПС «Кариновка» 35/10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч. № 10, ф. Кн-2	ТЛК-10 100/5 Кл. т. 0,5	НАМИ-10 10000/100 Кл. т. 0,2	СЭТ-4ТМ.03М.01 Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
2	ВЛБ-10 кВ «В-52» отпайки на опоре № 237 ВЛ-10 кВ л. Су-5 ПС «Струковская» 35/10 кВ	ТПЛ-10-М 100/5 Кл.т. 0,5	НОЛ.08-10 10000/100 Кл. т. 0,5	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная
3	ВЛБ-10 кВ «В-62» отпайки на опоре № 5 ВЛ-10 кВ л. Су-6 ПС «Струковская» 35/10 кВ	ТПЛ-10 100/5 Кл. т. 0,5	НАМИТ-10 10000/100 Кл. т. 0,2	ПСЧ-4ТМ.05М Кл. т. 0,5S/1,0	активная реактивная

Таблица 3 - Метрологические характеристики ИК (активная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК					
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95 ($\pm\delta$), %			Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95 ($\pm\delta$), %		
		cos φ = 0,9	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 0,9	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1; 3 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,0	1,2	2,0	2,0	2,1	2,6
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,3	1,6	2,8	2,2	2,3	3,3
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	2,3	2,8	5,3	2,9	3,3	5,6
2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 0,5S)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,2	1,4	2,3	2,1	2,2	2,9
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	1,4	1,7	3,0	2,3	2,4	3,5
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	2,4	2,9	5,4	2,9	3,4	5,7

Таблица 4 - Метрологические характеристики ИК (реактивная энергия)

Номер ИК	Диапазон тока	Метрологические характеристики ИК			
		Границы интервала относительной основной погрешности измерений, соответствующие вероятности P=0,95 ($\pm\delta$), %		Границы интервала относительной погрешности измерений в рабочих условиях эксплуатации, соответствующие вероятности P=0,95 ($\pm\delta$), %	
		cos φ = 0,8	cos φ = 0,5	cos φ = 0,8	cos φ = 0,5
1; 3 (ТТ 0,5; ТН 0,2; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	1,9	1,4	3,9	3,7
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,4	1,7	4,2	3,8
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	4,3	2,6	5,5	4,3
2 (ТТ 0,5; ТН 0,5; Сч 1,0)	$I_{Н1} \leq I_1 \leq 1,2I_{Н1}$	2,1	1,5	4,0	3,8
	$0,2I_{Н1} \leq I_1 < I_{Н1}$	2,6	1,8	4,3	3,9
	$0,05I_{Н1} \leq I_1 < 0,2I_{Н1}$	4,4	2,7	5,6	4,4

Примечания:

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

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

3 Нормальные условия эксплуатации:

- параметры сети: диапазон напряжения (0,99-1,01) Uном; диапазон силы тока (0,05-1,2) Iном, частота (50 \pm 0,15) Гц; коэффициент мощности cos φ = 0,5; 0,8; 0,9 инд.;

- температура окружающей среды:

- для ТТ и ТН от минус 45 до плюс 40 °С;
- для счетчиков от плюс 21 до плюс 25 °С;
- для ИВК от плюс 15 до плюс 25 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,05 мТл.

4 Рабочие условия эксплуатации:

для ТТ и ТН:

- параметры сети: диапазон первичного напряжения (0,9-1,1) $U_{н1}$; диапазон силы первичного тока (0,05-1,2) $I_{н1}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5-1,0 (0,87-0,5); частота (50±0,4) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 45 до плюс 40 °С.

- для счетчиков электроэнергии:

- параметры сети: диапазон вторичного напряжения (0,8-1,2) $U_{н2}$; диапазон силы вторичного тока (0,05-1,2) $I_{н2}$; коэффициент мощности $\cos \varphi$ ($\sin \varphi$) 0,5-1,0 (0,87-0,5); частота (50±2,5) Гц;

- температура окружающего воздуха от минус 40 до плюс 60 °С;

- магнитная индукция внешнего происхождения, не более 0,5 мТл.

5 Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos \varphi = 0,5; 0,8; 0,9$ инд в режиме измерений активной электроэнергии, для $\cos \varphi = 0,5; 0,8$ инд в режиме измерений реактивной электроэнергии и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от 0 до плюс 35 °С.

6 Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков, УСВ на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 2. Замена оформляется актом в установленном собственником АИИС КУЭ порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Параметры надежности применяемых в АИИС КУЭ измерительных компонентов:

- электросчётчик СЭТ-4ТМ.03М - среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- электросчётчик ПСЧ-4ТМ.05М - среднее время наработки на отказ не менее $T = 140\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- УСВ-2 - среднее время наработки на отказ не менее $T = 35\ 000$ ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 2$ ч;

- серверы БД - среднее время наработки на отказ не менее 70 000 ч, среднее время восстановления работоспособности $t_v = 1$ ч.

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания УСПД, сервера с помощью источника бесперебойного питания;

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

В журналах событий фиксируются факты:

- журнал счётчика:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике;

- журнал ИВК:

- параметрирования;

- пропадания напряжения;

- коррекции времени в счетчике и ИВК;

- пропадание и восстановление связи со счетчиком.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчётчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
- испытательной коробки;
- сервера;

- защита на программном уровне информации при хранении, передаче, параметрировании:

- электросчетчика;
- сервера.

Возможность коррекции времени в:

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

Возможность сбора информации:

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

Цикличность:

- измерений 30 мин (функция автоматизирована);
- сбора 30 мин (функция автоматизирована).

Глубина хранения информации:

- электросчетчик - тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 113 суток; при отключении питания - не менее 10 лет;
- сервер БД - хранение результатов измерений, состояний средств измерений - не менее 3,5 лет (функция автоматизирована).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учёта электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО АНК «Башнефть» в части ПС «Кариновка» 35/10 кВ, ПС «Струковская» 35/10 кВ типографским способом.

Комплектность средства измерений

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

Комплектность АИИС КУЭ представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Трансформаторы тока	ТЛК-10	9143-06	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10-М	22192-07	2
Трансформаторы тока	ТПЛ-10	1276-59	2
Трансформаторы напряжения	НАМИ-10	11094-87	1
Трансформаторы напряжения	НОЛ.08-10	49075-12	2
Трансформаторы напряжения	НАМИТ-10	16687-07	1
Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	1
Счетчики электрической энергии многофункциональные	ПСЧ-4ТМ.05М	36355-07	2
Устройства синхронизации времени	УСВ-2	41681-10	1

Наименование	Тип	Рег. №	Количество, шт.
Программное обеспечение	Пирамида 2000	-	1
Методика поверки	-	-	1
Паспорт-формуляр	-	-	1

Поверка

осуществляется по документу МП 65669-16 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО АНК «Башнефть» в части ПС «Кариновка» 35/10 кВ, ПС «Струковская» 35/10 кВ. Измерительные каналы. Методика поверки», утвержденному ООО «МетроСервис» в сентябре 2016 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 СЭТ-4ТМ.03М - по документу ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющемуся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ, согласованному с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 4 декабря 2007 г.;

- счетчиков ПСЧ-4ТМ.05М - по документу ИЛГШ.411152.146РЭ1, являющемуся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.146РЭ, согласованному с руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ» 20.11.2007 г.;

- УСВ-2 - в соответствии с документом ВЛСТ 237.00.001И1 «Устройство синхронизации времени УСВ-2. Методика поверки», утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» 12.05.2010 г.;

- радиочасы МИР РЧ-02, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS) (Рег. № 46656-11);

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы с счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-02;

- термогигрометр «Ива-6А-Д»: диапазон измерений температуры от минус 20 °С до плюс 60 °С, дискретность 0,1 °С; диапазон измерений относительной влажности от 0 % до 98 %, дискретность 0,1 %;

- Измеритель акустический многофункциональный ЭКОФИЗИКА: диапазон измерений магнитной индукции от 0,005 до 5 мТл.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки со штрих-кодом и (или) оттиска клейма поверителя.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии (АИИС КУЭ) ПАО АНК «Башнефть» в части ПС «Кариновка» 35/10 кВ, ПС «Струковская» 35/10 кВ (АИИС КУЭ ПАО АНК «Башнефть» в части ПС «Кариновка» 35/10 кВ, ПС «Струковская» 35/10 кВ), аттестованной АО ГК «Системы и технологии», аттестат об аккредитации № РОСС RU.0001.310043 от 17.07.2012 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ПАО АНК «Башнефть» в части ПС «Кариновка» 35/10 кВ, ПС «Струковская» 35/10 кВ

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

Публичное акционерное общество «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть» (ПАО АНК «Башнефть»)

ИНН: 0274051582

Адрес: 450077, Россия, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30, к.1

Тел./факс: (347) 261-61-61/261-62-62

E-mail: info_bn@bashneft.ru

Заявитель

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

ИНН: 7716809275

Адрес: 129337 г. Москва, ул. Красная Сосна, д. 20, стр. 1

Тел./факс: (495) 410-28-81

E-mail: Stroyenergetika@gmail.com

Испытательный центр

Общество с ограниченной ответственностью «Метрологический сервисный центр» (ООО «МетроСервис»)

Адрес: 660133, Россия, Красноярский край, г. Красноярск, ул. Сергея Лазо, ба

Тел.: (391) 224-85-62

E-mail: E.E.Servis@mail.com

Аттестат аккредитации ООО «МетроСервис» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311779 от 10.08.2016 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« ___ » _____ 2016 г.