

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учёта электроэнергии АО «БКХП»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «БКХП» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения электроэнергии (мощности) производимой, потребляемой на собственные нужды и отпускаемой потребителям АО «БКХП», а также регистрации и хранения параметров электропотребления, формирования отчетных документов и информационного обмена с субъектами оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную двухуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, состоящая из двух измерительных каналов.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-ый уровень - включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, вторичные измерительные цепи тока и напряжения, многофункциональные микропроцессорные счетчики электроэнергии (счетчики) с цифровыми выходными интерфейсами RS-485 для измерения активной и реактивной энергии;

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) обеспечивает синхронизацию шкалы времени ИВК, сбор информации (результаты измерений, журнал событий), обработку данных и их архивирование, хранение информации в базе данных, доступ к информации и ее передачу в организации-участники ОРЭМ.

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

Каналы связи между измерительно-информационными точками учета и ИВК образуют измерительные каналы (ИК) АИИС КУЭ.

Первичные фазные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям связи поступают на соответствующие входы электронного счетчика электроэнергии. 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 (умножение на коэффициенты трансформации осуществляется в сервере ИВК АИИС КУЭ).

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по интерфейсу RS-485 поступает через GSM модемы в ИВК, где осуществляется автоматизированный сбор, контроль и учет показателей и режимов потребления электроэнергии, передача накопленных данных по каналам передачи данных. ИВК предназначен для обеспечения выполнения задач автоматического сбора, диагностики, обработки и хранения информации об измеренной электроэнергии, а также обеспечения интерфейсов доступа к информации. Учетная информация, передаваемая внешним пользователям через Internet (основной канал связи) и GSM-модем (резервный канал связи), отражает 30-минутные результаты измерения потребления электроэнергии по точке учета.

Передача информации реализована с использованием электронных документов в виде макетов в формате XML 51070 и 80020.

Система обеспечения единого времени (СОЕВ). В АИИС КУЭ синхронизация часов производится от эталона, в качестве которого выступает GPS приемник.

ИВК, с периодом в 30 мин, выполняет коррекцию своих внутренних часов таким образом, чтобы расхождение с часами УССВ было не более ± 1 с.

От ИВК синхронизируются внутренние часы счетчиков 1 раз в сутки при опросе по GSM связи. В случае расхождения часов счетчиков и ИВК более чем на ± 1 с, производится коррекция часов счетчиков.

Ход часов компонентов АИИС КУЭ не более ± 5 с/сут.

Программное обеспечение

Специализированное программное обеспечение (ПО) «АльфаЦЕНТР» установлено на сервере.

Таблица 1 - Идентификационные данные ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	«АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	15.07.03
Цифровой идентификатор ПО:	
Программа - планировщик опроса и передачи данных Amrserver.exe	434b3cd629aabee2c888321c997356b2
Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД Amrc.exe	fc1ec6f4a4af313a00efb3af4b5e8602
Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД Amra.exe	0c5fc70674f0d1608352431e9dd3c85d
Драйвер работы с БД Cdbora2.dll	234b8084f22314cc2c22841cf6e42f40
Библиотека шифрования пароля счетчиков encryptdll.dll	0939ce05295fbcbbba400eeae8d0572c
Библиотека сообщений планировщика опросов alphamess.dll	b8c331abb5e34444170eee9317d635cd

ПО ИК АИИС КУЭ, не влияет на метрологические характеристики указанные в таблице 3.

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

Метрологические и технические характеристики

Технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице 2, которая содержит перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ, их метрологические характеристики с указанием наименования присоединений.

В таблице 3 приведены метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ.

Таблица 2 - Перечень измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ и их характеристики

Канал измерений		Средство измерений				Ктг· Ктн· Ксч= Красч.	Наименование, измеряемой величины	
№ ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ		Обозначение, тип				Заводской номер
1	ВРУ 6 кВ №1, 1 сек 6 кВ, яч.1, КЛ БКХП-1	ТТ	КТ _{ТТ} =0,5 КТ _{ТТ} = 600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	6707	7200	Ток первичный I
				B	-	-		
				C	ТПОЛ-10	6700		
		ТН	КТ _{ТН} =0,5 КТ _{ТН} =6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6- 66У3	ТП88	7200	Напряжение первичное U
				B	НТМИ-6- 66У3	ТП88		
				C	НТМИ-6- 66У3	ТП88		
		Счетчик	КТ _{сч} =0,5S/1,0 Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ- 4ТМ.05М		609110388	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время
2	ВРУ 6 кВ №2, 1 сек 6кВ, яч.2, КЛ БКХП-2	ТТ	КТ _{ТТ} =0,5 КТ _{ТТ} =600/5 № 1261-08	A	ТПОЛ-10	21136	7200	Ток первичный I
				B	-	-		
				C	ТПОЛ-10	20295		
		ТН	КТ _{ТН} =0,5 КТ _{ТН} =6000/100 № 2611-70	A	НТМИ-6- 66У3	00088	7200	Напряжение первичное U
				B	НТМИ-6- 66У3	00088		
				C	НТМИ-6- 66У3	00088		
		Счетчик	КТ _{сч} =0,5S/1,0 Ксч=1 № 36355-07	ПСЧ- 4ТМ.05М		605110159	7200	Энергия активная, W _p Энергия реактивная, W _Q Календарное время

Примечания:

КТ - класс точности средства измерений.

Ксч - коэффициент трансформации счетчика электроэнергии.

Ктг - коэффициент трансформации трансформатора тока.

Ктн - коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Допускается замена счетчиков, ТТ и ТН на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками такими же, как у перечисленных в таблице 3. Замена оформляется актом в установленном на предприятии порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа как его неотъемлемая часть.

Таблица 3 - Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения активной/реактивной (d_{WP}/d_{WQ}) электроэнергии (мощности) для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ при доверительной вероятности 0,95

$d_{WP},\%$							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение $\cos j$	для диапазона	для диапазона	для диапазона
					1 (5)% $I/I_n < 20\%$ $W_{P5} \% \leq W_P < W_{P20} \%$	20% $I/I_n < 100\%$ $W_{P20} \% \leq W_P < W_{P100} \%$	100% $I/I_n \leq 120\%$ $W_{P100} \% \leq W_P \leq W_{P120} \%$
1-2	0,5	0,5	0,5s	1,0	$\pm 1,68$	$\pm 1,06$	$\pm 0,9$
				0,8	$\pm 2,16$	$\pm 1,30$	$\pm 1,07$
				0,5	$\pm 2,64$	$\pm 1,54$	$\pm 1,24$
$d_{WQ},\%$							
№ ИК	КТ _{ТТ}	КТ _{ТН}	КТ _{СЧ}	Значение $\cos j$	для диапазона	для диапазона	для диапазона
					1 (5)% $I/I_n < 20\%$ $W_{Q5} \% \leq W_Q < W_{Q20} \%$	20% $I/I_n < 100\%$ $W_{Q20} \% \leq W_Q < W_{Q100} \%$	100% $I/I_n \leq 120\%$ $W_{Q100} \% \leq W_Q \leq W_{Q120} \%$
1-2	0,5	0,5	1	0,8	$\pm 2,51$	$\pm 1,43$	$\pm 1,12$
				0,5	$\pm 1,03$	$\pm 0,97$	$\pm 0,86$

I/I_n - значение первичного тока в сети в процентах от номинального;
 $W_{P1(5)} \%(W_{Q1(5)}) - W_{P120} \%(W_{Q120} \%)$ - значения электроэнергии при соотношении I/I_n равном от 1(5) до 120 %.

Условия эксплуатации измерительных компонентов ИК АИИС КУЭ соответствуют требованиям, распространяющихся на них НД:

- трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001 и ЭД;
- трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001 и ЭД;
- счётчики электроэнергии для измерения активной и реактивной энергии по ГОСТ 31819.22-2012, ГОСТ 31819.23-2012 и ЭД.

Таблица 4 - Условия эксплуатации АИИС КУЭ

Наименование параметров, влияющих величин	Допускаемые границы рабочих условий применения СИ для измерительного канала		
	Счетчики	ТТ	ТН
1	2	3	4
Сила переменного тока, А	от $I_{2\text{мин}}$ до $I_{2\text{макс}}$	от $I_{1\text{мин}}$ до $1,2 I_{1\text{ном}}$	-
Напряжение переменного тока, В	от $0,8 U_{2\text{ном}}$ до $1,15 U_{2\text{ном}}$	-	от $0,9 U_{1\text{ном}}$ до $1,1 U_{1\text{ном}}$
Коэффициент мощности ($\cos \varphi$)	0,5 _{инд} ; 1,0; 0,8 _{емк}	0,8 _{инд} ; 1,0	0,8 _{инд} ; 1,0
Частота, Гц	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5	от 47,5 до 52,5
Температура окружающего воздуха по ЭД, °С	от -40 до +60	от -40 до +55	от -50 до +45
Индукция внешнего магнитного поля для счетчиков, мТл, не более	0,5	-	-
Мощность вторичной нагрузки ТТ (при $\cos j_2 = 0,8$ инд)	-	от $0,25 S_{2\text{ном}}$ до $1,0 S_{2\text{ном}}$	-

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Мощность вторичной нагрузки ТН (при $\cos \varphi_2 = 0,8_{инд}$)	-	-	от $0,25S_{2ном}$ до $1,0S_{2ном}$

Таблица 5 - Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ

Наименование характеристики	Значение
Среднее время наработки на отказ, ч, не менее:	
Трансформаторы тока	400 000
Трансформаторы напряжения	400 000
Счетчик электроэнергии	120 000
ИБП APC Smart-URS 2200 VA	35000
Модем GSM и коммуникационное оборудование	50000
Сервер	50000
Срок службы, лет:	
Трансформаторы тока	30
Трансформаторы напряжения	30
Счетчики электроэнергии	30
Коммуникационное и модемное оборудование	10

Среднее время восстановления АИИС КУЭ при отказе, не более, 4 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи на уровне ИИК-ИВК, информация о результатах измерений может передаваться внешним пользователям по электронной почте;
- мониторинг состояния АИИС КУЭ;
- удаленный доступ;
- возможность съема информации со счетчика автономным способом;
- визуальный контроль информации на счетчике.

Регистрация событий:

- параметрирования;
- пропадания напряжения;
- коррекции времени в счетчике (сервере);
- защищенность применяемых компонентов.

Механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- электросчетчика;
- промежуточных клеммников вторичных цепей;
- сервера.

Защита информации на программном уровне:

- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на сервере.

Глубина хранения информации в счетчиках, не менее, 45 сут, на сервере, не менее, 3,5 лет.

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на АИИС КУЭ типографским способом.

Комплектность средства измерений

Таблица 6 - Комплектность средства измерений

Наименование	Обозначение	Количество
трансформатор тока	ТПОЛ-10 (рег. номер 1261-08)	4 шт.
трансформатор напряжения	НТМИ-6-66У3 (рег. номер 2611-70)	2 шт.
счетчик электроэнергии	ПСЧ-4ТМ.05М (рег. номер 36355-07)	2 шт.
паспорт-формуляр	ПСК.2016.03.АСКУЭ.31-ПФ	1 экз.
технорабочий проект	ПСК.2016.03.АСКУЭ.31-ТРП	1 экз.
руководства по эксплуатации на счётчики	ИЛГШ.411152.146 РЭ	1 экз.
паспорта на счётчики	411152.146 ФО	2 экз.
методика поверки		1 экз.

Поверка

осуществляется по документу МП 67735-17 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии АО «БКХП». Методика поверки», утвержденному ФБУ «Воронежский ЦСМ» 30 марта 2017 г.

Основные средства поверки:

- прибор сравнения КНТ-03 (рег № 24719-03);
- радиочасы МИР РЧ-01 (рег № 27008-04);
- измеритель многофункциональный характеристик переменного тока Ресурс-UF2-ПТ (рег № 29470-05);
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по ГОСТ 8.216-2011;
- средства поверки многофункциональных микропроцессорных счетчиков электрической энергии типа ПСЧ-4ТМ.05М в соответствии с документом ИЛГШ.411152.146РЭ;

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке АИИС КУЭ в виде оттиска поверительного клейма.

Сведения о методиках (методах) измерений

приведены в документе «Учет электроэнергии и мощности на энергообъектах. Методика измерений количества электроэнергии (мощности) с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «БКХП»». Свидетельство об аттестации методики измерений № 67/12-01.00272-2017 от 30.03.2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии АО «БКХП»

ГОСТ 22261-94 Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия

ГОСТ Р 8.596-2002 ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания

ГОСТ 7746-2001 Трансформаторы тока. Общие технические условия

ГОСТ 1983-2001 Трансформаторы напряжения. Общие технические условия

Изготовитель

Акционерное общество «Первая сбытовая компания» (АО «Первая сбытовая компания»)
ИНН 3123200083
Адрес: 308000, г. Белгород, ул. Князя Трубецкого, д. 37
Телефон: +7 (472) 233-47-18
Факс: +7 (472) 233-47-28

Испытательный центр

Федеральное бюджетное учреждение «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Воронежской области» (ФБУ «Воронежский ЦСМ»)
Адрес: 394018, г. Воронеж, ул. Станкевича, 2
Телефон (факс): +7 (473) 220-77-29
Аттестат аккредитации ФБУ «Воронежский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.311949 от 03.11.2016 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п. « ____ » _____ 2017 г.