

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности БКТП 10/04 кВ ООО «Петербург-регионгаз»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии и мощности БКТП 10/04 кВ ООО «Петербургрегионгаз» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности, полученной, переданной и потребленной на собственные нужды БКТП 10/04 кВ ООО «Петербургрегионгаз» (по адресу: г. Санкт-Петербург, ул. Доблести, уч. 2), сбора, обработки, хранения и отображения полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ решает следующие задачи:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электрической энергии;
- периодический (1 раз в 30 мин, 1 раз в сутки) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение данных об измеренных величинах в стандартной базе данных (БД) в течение не менее 3,5 лет;
- автоматический сбор информации о состоянии средств измерений;
- обеспечение ежесуточного резервирования БД на внешних носителях информации;
- разграничение доступа к БД для разных групп пользователей и фиксация в отдельном электронном файле всех действий пользователей с БД;
- передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений на ЦСОД гарантирующего поставщика (энергосбытовой компании);
- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне;
- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;
- конфигурирование и настройку параметров АИИС КУЭ;
- ведение системы единого времени (коррекция времени).

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительный комплекс точек измерения, включающий:

- измерительные трансформаторы тока (ТТ);
 - вторичные измерительные цепи;
 - счетчики электрической энергии;
 - технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).
- 2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс, включающий:
- сервер баз данных – ЦСОД ОАО «СПбЭС» (далее сервер БД);
 - технические средства приема-передачи данных (каналообразующая аппаратура).

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. Счетчик производит измерение действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывает полную мощность $S = U \cdot I$.

Измерение активной мощности счетчиком выполняется путем перемножения мгновенных значений сигналов напряжения (U) и тока (I) и интегрирования полученных значений мгновенной мощности (P) по периоду основной частоты сигналов.

Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q = (S^2 - P^2)^{0,5}$.

Средние значения активной и реактивной мощностей рассчитываются путем интегрирования текущих значений P и Q на 30-минутных интервалах времени.

Цифровой сигнал с выходов счетчиков по основному и резервному каналам GSM-связи поступает на верхний уровень системы.

На верхнем – втором уровне системы выполняется последующее формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов.

Передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений внешним организациям осуществляется по основному и по резервному каналам GSM связи.

Коррекция показаний часов счетчиков производится от часов сервера БД ЦСОД ОАО «СПбЭС» в ходе опроса. Коррекция выполняется автоматически, если расхождение часов сервера БД ЦСОД и часов счетчиков АИИС КУЭ превосходит ± 2 с.

Журнал событий счетчиков электрической энергии отражает: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных в момент непосредственно предшествующий корректировок.

Состав измерительных каналов приведен в табл. 1.

Таблица 1

Номер ИК	Наименование присоединения	Состав измерительных каналов		
		ТТ	Счетчик электрической энергии	Оборудование ИВК (2-й уровень)
1	2	3	4	5
1	БКТП 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 секция, ввод №1	ТШЛ-0,66; 800/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 47957-11 Заводской номер: 1727 1725 1728	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN; Ином (Имакс) = 5 (7,5) А; Уном = 400 В; Класс точности: - 0,5S по активной энергии ГОСТ Р 52323-2005; - 1,0 по реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 23345-07; Заводской номер: 13033038	Каналообразующая аппаратура; сервер ЦСОД ОАО «СПбЭС»; ПО «Пирамида 2000»
2	БКТП 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 секция, ввод №2	ТШЛ-0,66; 800/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 47957-11 Заводской номер: 1613 1611 1673	Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN; Ином (Имакс) = 5 (7,5) А; Уном = 400 В; Класс точности: - 0,5S по активной энергии ГОСТ Р 52323-2005; - 1,0 по реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 23345-07; Заводской номер: 13033090	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
3	БКТП 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 секция, КЛ-0,4 кВ (ФОК)	ТШП-0,66; 500/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 47957-11 Заводской номер: 3063248 3063247 3063262	Меркурий 230 ART2-03 PQRSIDN; Ином (Имакс) = 5 (7,5) А; Уном = 400 В; Класс точности: - 0,5S по активной энергии ГОСТ Р 52323-2005; - 1,0 по реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 23345-07; Заводской номер: 13166341	Каналообразующая аппаратура; сервер ЦСОД ОАО «СПБЭС»; ПО «Пирамида 2000»
4	БКТП 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 секция, КЛ-0,4 кВ (ФОК)	ТШП-0,66; 500/5; 0,5S; ГОСТ 7746-2001; Госреестр СИ № 47957-11 Заводской номер: 3065677 3063254 3063264	Меркурий 230 ART2-03 PQRSIDN; Ином (Имакс) = 5 (7,5) А; Уном = 400 В; Класс точности: - 0,5S по активной энергии ГОСТ Р 52323-2005; - 1,0 по реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 23345-07; Заводской номер: 13166393	
5	БКТП 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 1 секция, ЩСН	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN; Ином (Имакс) = 10(100) А; Уном = 400 В; Класс точности : - 1,0 по активной энергии ГОСТ Р 52322-2005; - 2,0 по реактивной ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 23345-07; Заводской номер: 11175270	
6	БКТП 10/0,4 кВ, РУ-0,4 кВ, 2 секция, ЩСН	-	Меркурий 230 ART-02 PQRSIN; Ином (Имакс) = 10(100) А; Уном = 400 В; Класс точности : - 1,0 по активной энергии ГОСТ Р 52322-2005; - 2,0 по реактивной энергии ГОСТ Р 52425-2005; Госреестр СИ № 23345-07; Заводской номер: 11175464	

Примечание:

Допускается замена измерительных трансформаторов, счетчиков электрической энергии на аналогичные, утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в табл. 1. Замена оформляется актом. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ, как его неотъемлемая часть.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000».

Экспертиза ПО «Пирамида 2000» на соответствие требованиям нормативной документации проведена ФГУП «ВНИИМС» 26.10.2011 г.

Уровень защиты ПО «Пирамида 2000» соответствует уровню «С» в соответствии с разделом 2.6 МИ 3286-2010.

Идентификационные данные ПО «Пирамида 2000» приведены в табл. 2.

Таблица 2

Наименование ПО	Наименование файла	Номер версии ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Модуль вычисления значений энергии и мощности по группам точек учета	CalcClients.dll	3	e55712d0b1b219065d63da949114dae4	MD5
Модуль расчета небаланса энергии/мощности	CalcLeakage.dll	3	b1959ff70beleb17c83f7b0f6d4a132f	MD5
Модуль вычисления значений энергии потерь в линиях и трансформаторах	CalcLosses.dll	3	d79874d10fc2b156a0fdc27e1ca480ac	MD5
Общий модуль, содержащий функции, используемые при вычислениях различных значений и проверке точности вычислений	Metrology.dll	3	52e28d7b608799bb3ccea41b548d2c83	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых в бинарном протоколе	ParseBin.dll	3	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколам семейства МЭК	ParseIEC.dll	3	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Modbus	ParseModbus.dll	3	c391d64271acf4055bb2a4d3fe1f8f48	MD5
Модуль обработки значений физических величин, передаваемых по протоколу Пирамида	ParsePiramida.dll	3	ecf532935cala3fd3215049af1fd979f	MD5
Модуль формирования расчетных схем и контроля целостности данных нормативно-справочной информации	SynchroNSI.dll	3	530d9b0126f7cdc23ecd814c4eb7ca09	MD5
Модуль расчета величины рассинхронизации и значений коррекции времени	VerifyTime.dll	3	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75	MD5

Метрологические и технические характеристики

Количество измерительных каналов (ИК) коммерческого учета	6
Номинальное напряжение на вводах системы, кВ	0,4
Отклонение напряжения от номинального, %	±5
Номинальные значения первичных токов ТТ измерительных каналов, А	800 (ИК 1 – 2) 500 (ИК 3 – 4)
Диапазон изменения тока в % от номинального значения тока	от 1 до 120 (ИК 1 – 4)
Диапазон изменения тока в % от базового значения тока	от 5 до 1000 (ИК 5 – 6)
Коэффициент мощности, cos φ	0,5 – 1
Диапазон рабочих температур для компонентов системы, °С – трансформаторов тока, счетчиков	от 10 до 30
Пределы допускаемой абсолютной погрешности часов всех компонентов системы, с	±5
Средняя наработка на отказ счетчиков, ч, не менее: - Меркурий 230 ART	150000

Пределы допускаемых относительных погрешностей ИК (измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности), %, для рабочих условий эксплуатации АИИС КУЭ приведены в табл. 3 (ИК 1 – 4) и 4 (ИК 5, 6).

Таблица 3

№ ИК	Значение cos φ	$0,01I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,05I_{\text{НОМ}}$	$0,05I_{\text{НОМ}} \leq I < 0,2I_{\text{НОМ}}$	$0,2I_{\text{НОМ}} \leq I < 1,0I_{\text{НОМ}}$	$1,0I_{\text{НОМ}} \leq I \leq 1,2I_{\text{НОМ}}$
Активная энергия					
1 – 4	1,0	±2,3	±1,6	±1,4	±1,4
1 – 4	0,8	±3,2	±2,1	±1,7	±1,7
1 – 4	0,5	±5,5	±3,1	±2,3	±2,3
Реактивная энергия					
1 – 4	0,8	Не регламентируется	±4,1	±3,5	±3,5
1 – 4	0,5	Не регламентируется	±3,5	±3,2	±3,2

Таблица 4

№ ИК	Значение cos φ	$0,05I_6 \leq I < 0,2I_6$	$0,2I_6 \leq I < 1,0I_6$	$1,0I_6 \leq I \leq 10I_6$
Активная энергия				
5 – 6	1	±3,1	±2,8	±2,8
5 – 6	0,8	±3,1	±2,8	±2,8
5 – 6	0,5	±3,3	±3,0	±3,0

Продолжение таблицы 4

№ ИК	Значение $\cos \varphi$	$0,05I_6 \leq I < 0,2I_6$	$0,2I_6 \leq I < 1,0I_6$	$1,0I_6 \leq I \leq 10I_6$
Реактивная энергия				
5 – 6	0,8	$\pm 5,6$	$\pm 5,4$	$\pm 5,4$
5 – 6	0,5	$\pm 5,3$	$\pm 5,1$	$\pm 5,1$

Надежность применяемых в системе компонентов:

- счётчик Меркурий 230 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 150000$ ч, средний срок службы 30 лет;
- трансформаторы тока типа ТШЛ-0,66 и ТШП-0,66 – среднее время наработки на отказ не менее $T = 4000000$ ч, средний срок службы 30 лет;
- асинхронный сервер MOXA NPort 6450 – среднее время наработки на отказ не менее 246034 ч;
- контроллер СИКОН ТС 65 – среднее время наработки на отказ не менее 70000 ч, средний срок службы 12 лет;
- GSM-модем Teleofis RX100-R2 – среднее время наработки на отказ не менее 30000 ч.

Надежность системных решений:

- резервирование каналов связи: для передачи информации внешним организациям организованы два независимых канала связи;
- регистрация времени и даты в журналах событий счетчиков электрической энергии:
 - попыток несанкционированного доступа;
 - связи со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям данных;
 - коррекции текущих значений времени и даты;
 - отсутствие напряжения при наличии тока в измерительных цепях;
 - перерывов питания;
 - самодиагностики (с записью результатов).

Защищённость применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчиков электрической энергии;
- клемм вторичных обмоток трансформаторов тока;
- промежуточных клеммников вторичных цепей тока и напряжения;
- испытательных клеммных коробок;

б) защита информации на программном уровне:

- установка паролей на счетчиках электрической энергии;
- установка пароля на сервер ЦСОД.

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии – 30-минутный профиль нагрузки в двух направлениях не менее 35 суток, сохранность данных в памяти при отключении питания – 30 лет;
- сервер ЦСОД – хранение результатов измерений и информации о состоянии средств измерений – за весь срок эксплуатации системы.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электрической энергии и мощности БКТП 10/04 кВ ООО «Петербургрегионгаз».

Комплектность средства измерений

1. Трансформатор тока ТШЛ-0,66	- 6 шт.
2. Трансформатор тока ТШП-0,66	- 6 шт.
3. Счетчик электрической энергии Меркурий 230 ART-03 PQRSIDN	- 2 шт.
4. Счетчик электрической энергии Меркурий 230 ART2-03 PQRSIDN	- 2 шт.
5. Счетчик электрической энергии Меркурий 230 ART2-02 PQRSIN	- 2 шт.
6. Асинхронный сервер MOXA NPort 6450	- 1 шт.
7. GSM/GPRS модем Teleofis RX 100-R2	- 1 шт.
8. Контроллер Сикон ТС65	- 1 шт.
9. Сервер БД	- 1 шт.
10. Программное обеспечение «Пирамида 2000»	- 1 шт.
11. Методика измерений 58317473.422231.1208-09.ДС7.МИ	- 1 шт.
12. Паспорт 58317473.422231.1208-09.ДС7 ПС	- 1 шт.

Поверка

осуществляется по МИ 3000-2006 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Перечень эталонов, применяемых при поверке:

- средства поверки и вспомогательные устройства, в соответствии с методиками поверки, указанными в описаниях типа на измерительные компоненты АИИС КУЭ, а также приведенные в табл. 2 МИ 3000-2006.

Сведения о методиках (методах) измерений

Измерения производятся в соответствии с документом «Методика измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности при помощи системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности БКТП 10/04 кВ ООО «Петербургрегионгаз» 58317473.422231.1208-09.ДС7.МИ. Свидетельство об аттестации № 01.00292.432.000316-2014 от 24.02.2014 г.

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электрической энергии и мощности БКТП 10/04 кВ ООО «Петербургрегионгаз»

1. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
2. ГОСТ Р 8.596-2002 «ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
3. МИ 3000-2006 «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электрической энергии. Типовая методика поверки».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

- при осуществлении торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

Общество с ограниченной ответственностью «Оператор коммерческого учета»
(ООО «ОКУ»)

Адрес: 190031, г. Санкт-Петербург, набережная реки Фонтанки, д. 113, лит. А.

Тел. (812) 740-63-33.

Факс (812) 740-63-30.

www.oku.com.ru.

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург»

190103, г. Санкт-Петербург, ул. Курляндская, д. 1.

Тел.: (812) 244-62-28, 244-12-75, факс: (812) 244-10-04.

E-mail: letter@rustest.spb.ru.

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Тест-С.-Петербург» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30022-10 от 20.12.2010 г

Заместитель Руководителя
Федерального агентства по
техническому регулированию
и метрологии

Ф.В. Булыгин

М.п.

«_____» _____ 2014 г.