

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис» (далее – АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис») предназначена для измерения активной и реактивной электроэнергии в точках измерений ООО «Брау Сервис», интервалов времени, календарного времени.

Описание средства измерений

АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис» представляет собой многофункциональную, многоуровневую систему с централизованным управлением и распределенной функцией измерения, которая состоит из измерительных каналов (ИК) и измерительно-вычислительного комплекса (ИВК).

АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис» решает следующие задачи:

- организация автоматизированного коммерческого учета электроэнергии в точках измерений ООО «Брау Сервис»;
- обмен информацией с заинтересованными участниками ОРЭ по согласованному формату и регламенту;
- формирования отчетных документов.

АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис» включает в себя следующие уровни:

1-й уровень – информационно-измерительные комплексы (ИИК), включающие измерительные трансформаторы тока (ТТ) по ГОСТ 7746-2001, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-2001, счетчики активной и реактивной электроэнергии класса точности ГОСТ Р 52323-2005 (в части активной электроэнергии), по ГОСТ Р 52425-2005 (в части реактивной электроэнергии), установленные на объектах АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис».

2-й уровень – измерительно-вычислительный комплекс (ИВК), включающий в себя промышленный сервер (далее - сервер), аппаратуру передачи данных внутренних и внешних каналов связи, автоматизированное рабочее место (АРМ).

В АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис» измерения и передача данных на верхний уровень происходит следующим образом. Аналоговые сигналы переменного тока с выходов измерительных трансформаторов (для счетчиков трансформаторного включения) поступают на входы счетчиков электроэнергии, которые преобразуют значения входных сигналов в цифровой код. Счетчики производят измерения мгновенных и действующих (среднеквадратических) значений напряжения (U) и тока (I) и рассчитывают активную мощность ($P=U \cdot I \cdot \cos\varphi$) и полную мощность ($S=U \cdot I$). Реактивная мощность (Q) рассчитывается в счетчике по алгоритму $Q=(S^2-P^2)^{0,5}$. Средние значения активной мощности рассчитываются путем интегрирования текущих значений P на 30-минутных интервалах времени. Подключение счётчиков к модему осуществляется с помощью интерфейса RS-232 или по интерфейсу RS-485 через преобразователь интерфейсов. По запросу или в автоматическом режиме измерительная информация направляется в ИВК ОАО «Мосгорэнерго». Измеренные значения активной (реактивной) электроэнергии в автоматическом режиме фиксируются в базе данных ИВК.

Для передачи данных от ИИК на уровень ИВК используется сотовый канал связи (GSM900/1800). Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение собранной информации происходит при помощи АРМ. Данные с ИВК передаются на АРМ, установленные в соответствующих службах, по сети Ethernet. Полный перечень информации, получаемой на АРМ, определяется техническими характеристиками многофункциональных электросчетчиков и уровнем доступа АРМ к базе данных и сервера базы данных.

АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис» имеет систему обеспечения единого времени (СОЕВ), которая охватывает уровень счетчиков электрической энергии, ИВК и имеет нормированную точность. Коррекция системного времени производится не реже одного раза в сутки, по временным импульсам от устройства синхронизации системного времени УСВ-2, подключенного к ИВК АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис». Коррекция времени счетчиков производится автоматически при рассогласовании с системным временем более чем на ± 2 с.

Основные функции и эксплуатационные характеристики АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис» соответствуют техническим требованиям ОРЭ к АИИС КУЭ. Система выполняет непрерывные автоматизированные измерения следующих величин: приращений активной и реактивной электрической энергии, измерений календарного времени, интервалов времени и коррекцию хода часов компонентов системы, а также сбор результатов и построение графиков получасовых нагрузок, необходимых для организации рационального контроля и учета энергопотребления. Параметры надежности средств измерений АИИС КУЭ трансформаторов напряжения и тока, счетчиков электроэнергии и ИВК соответствуют техническим требованиям ОРЭ к АИИС КУЭ субъекта ОРЭ. Для непосредственного подключения к отдельным счетчикам через оптопорт (в случае, например, повреждения линии связи) предусматривается использование переносного инженерного пульта на базе NoteBook с последующей передачей данных на верхний уровень.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях - не менее 60 суток;
- ИВК – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу - не менее 3 лет;

Для целей предотвращения физического доступа к токовым цепям и цепям напряжения счетчика и защиты метрологических характеристик системы предусмотрено выполнение следующих мероприятий: пломбирование корпусов счетчиков; испытательных коробок; клемм измерительных трансформаторов тока; установка прозрачной крышки из органического стекла на промежуточных клеммниках токовых цепей с последующим пломбированием. На программном уровне предусмотрена организация системы паролей с разграничением прав пользователей.

Журналы событий счетчика электрической энергии и сервера отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах, корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

ПО «Пирамида 2000» строится на базе центров сбора и обработки данных, которые объединяются в иерархические многоуровневые комплексы и служат для объединения технических и программных средств, позволяющих собирать данные коммерческого учета со счетчиков электрической энергии и УСПД.

Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии, а также для разных тарифных зон не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Пирамида 2000» и определяются классом применяемых электросчетчиков (кл. точности 0,2S/0,5; 0,5S/1,0).

Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности по электроэнергии в ИВК «Пирамида 2000», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, поступающей от счетчиков, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного)

значения.

Идентификационные данные программного обеспечения, установленного АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис», приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм вычисления цифрового идентификатора ПО
Пирамида 2000. Сервер	P2KServer.exe	20.02/2010/C-6144	AD544A5DACCF2 56481A9C2BD1DB B6A7E	MD5

В соответствии с МИ 3286-2010 установлен уровень «С» защиты программного обеспечения от непреднамеренных и преднамеренных изменений.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 2

Параметр	Значение
Пределы допускаемых значений относительной погрешности измерения электроэнергии в рабочих условиях эксплуатации	Значения пределов допускаемых погрешностей приведены в таблице 3.
Параметры питающей сети переменного тока: Напряжение, В Частота, Гц	220±22 50±1
Температурный диапазон окружающей среды: - счетчиков электрической энергии, °С - трансформаторов тока и напряжения, °С	от -30 до +30 от -30 до +30
Индукция внешнего магнитного поля в местах установки счетчиков, не более, мТл	0,5
Мощность, потребляемая вторичной нагрузкой, подключаемой к ТТ и ТН, % от номинального значения	25-100
Потери напряжения в линии от ТН к счетчику, не более, %	0,25
Первичные номинальные напряжения, кВ	10
Первичные номинальные токи, кА	0,6; 0,4
Номинальное вторичное напряжение, В	100
Номинальный вторичный ток, А	5
Количество точек учета, шт.	5
Интервал измерений, минут	30
Предел допускаемой абсолютной погрешности хода часов, не более, секунд в сутки	±5
Средний срок службы системы, не менее, лет	10

Таблица 3

Пределы допускаемых относительных погрешностей измерения электрической энергии в рабочих условиях эксплуатации, %.

№ ИК	Состав ИК	cos φ (sin φ)	δ _{5%I} I _{5% ≤ I < I_{20%}}	δ _{20%I} I _{20% ≤ I < I_{100%}}	δ _{100%I} I _{100% ≤ I ≤ I_{120%}}
3	ТТ (класс точности 0,5) ТН (класс точности 0,5) Счетчик (класс точности 0,5S)	1	±2,8	±2,4	±2,3
		0,8 (инд.)	±4,4	±3,6	±3,4
		0,5 (инд.)	±6,3	±4,4	±3,9
	ТТ (класс точности 0,5) ТН (класс точности 0,5) Счетчик (класс точности 1) (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	±6,8	±5,7	±5,5
		0,5 (0,87)	±5,1	±4,7	±4,6
1, 2, 4, 5	ТТ (класс точности 0,5) ТН (класс точности 0,5) Счетчик (класс точности 0,2S)	1	±2,0	±1,3	±1,2
		0,8 (инд.)	±3,2	±2,1	±1,8
		0,5 (инд.)	±5,6	±3,2	±2,6
	ТТ (класс точности 0,5) ТН (класс точности 0,5) Счетчик (класс точности 0,5) (реактивная энергия)	0,8 (0,6)	±5,4	±4,0	±3,7
		0,5 (0,87)	±3,4	±2,6	±2,5

Пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения получасовой мощности, на которых не производится корректировка времени (d_p), рассчитываются по следующей формуле (на основании считанных по цифровому интерфейсу показаний счетчика о средней получасовой мощности, хранящейся в счетчике в виде профиля нагрузки в импульсах):

$$d_p = \pm \sqrt{d^2 + \left(\frac{KK_e \cdot 100\%}{1000PT_{cp}} \right)^2}, \text{ где}$$

d_p - пределы допускаемой относительной погрешности измерения средней получасовой мощности и энергии, в %;

d - пределы допускаемой относительной погрешности системы из табл.3 измерения электроэнергии, в %;

K – масштабный коэффициент, равный общему коэффициенту трансформации трансформаторов тока и напряжения;

K_e – внутренняя константа счетчика (величина эквивалентная 1 импульсу, выраженному в Вт•ч);

T_{cp} - интервал усреднения мощности, выраженный в часах;

P - величина измеренной средней мощности с помощью системы на данном интервале усреднения, выраженная в кВт.

Пределы допускаемой дополнительной относительной погрешности измерения средней мощности для любого измерительного канала системы на интервалах усреднения мощности, на которых производится корректировка времени, рассчитываются по следующей формуле:

$$d_{p.корр.} = \frac{\Delta t}{3600T_{cp}} \cdot 100\%$$

, где

Δt - величина произведенной корректировки значения текущего времени в счетчиках (в секундах);

T_{cp} - величина интервала усреднения мощности (в часах).

Знак утверждения типа

наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис».

Комплектность средства измерений

В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений. Комплект поставки приведен в таблицах 4, 5.

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 4.

Канал измерений		Средство измерений		
Код точки измерений, № ИК	Наименование объекта учета, точка измерений по документации энергообъекта	Вид СИ, обозначение, тип, № Госреестра	Заводской №, метрологические характеристики, номинал. ток (А), стандарт (ТУ),	Наименование измеряемой величины
ООО «Брау Сервис»				
№1	РП-16(ЦРП 10кВ), РУ-10кВ, 1 СШ, яч.1	ТТ трансформатор тока ТПОЛ-10 №ГР 1261-08	Зав №№ 20612; 1706 КТ 0,5 Ki= 600/5 ГОСТ-7746	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10 №ГР 831-69	Зав № 6683 КТ 0,5 Ki= 10000/100 ГОСТ-1983	Напряжение
		Многофункциональный счетчик СЭТ-4ТМ.03М №ГР 36697-08	Зав № 0804110252 КТ 0,2S/0,5 Inом=5А; ГОСТ Р 52323-2005, ГОСТ Р 52425-2005	Количество активной и реактивной энергии, календарное время, интервалы времени

№ 2	РП-16(ЦРП 10кВ), РУ-10кВ, 1 СШ, яч.2	ТТ трансформатор тока ТПЛМ-10 №ГР 2363-68	Зав №№ 51452, –; 60729 КТ 0,5 Ki= 200/5 ГОСТ-7746	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10 №ГР 831-69	Зав № 6683 КТ 0,5 Ki= 10000/100 ГОСТ-1983	Напряжение
		Многофункциональный счетчик СЭТ-4ТМ.03М №ГР 36697-08	Зав № 0804110273 КТ 0,2S/0,5 Ином=5А; ГОСТ Р 52323- 2005, ГОСТ Р 52425-2005	Количество активной и реактивной энергии, календарное время, интервалы времени
№3	РП-16(ЦРП 10кВ), РУ-10кВ, 1 СШ, яч.3	ТТ трансформатор тока ТПЛ-10 №ГР 1276-59	Зав №№ 1174; – ; 1206 КТ 0,5 Ki= 200/5 ГОСТ-7746	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10 №ГР 831-69	Зав № 6683 КТ 0,5 Ki= 10000/100 ГОСТ-1983	Напряжение
		Многофункциональный счетчик СЭТ-4ТМ.03М.01 №ГР 36697-08	Зав № 0810091010 КТ 0,5S/1,0 Ином=5А; ГОСТ Р 52323- 2005, ГОСТ Р 52425-2005	Количество активной и реактивной энергии, календарное время, интервалы времени
№4	РП-16(ЦРП 10кВ), РУ-10кВ, 2 СШ, яч.20	ТТ трансформатор тока тип ТПЛ-10-М №ГР 22192-07	Зав №№ б/н КТ 0,5 Ki= 200/5 ГОСТ-7746	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 №ГР 831-69	Зав № 4814 КТ 0,5 Ki= 10000/100 ГОСТ-1983	Напряжение
		Многофункциональный счетчик СЭТ-4ТМ.03М.01 №ГР 36697-08	Зав № 0804110247 КТ 0,2S/0,5 Ином=5А; ГОСТ Р 52323- 2005, ГОСТ Р 52425-2005	Количество активной и реактивной энергии, календарное время, интервалы времени

№5	РП-16(ЦРП 10кВ), РУ-10кВ, 2 СШ, яч.22	ТТ трансформатор тока ТПОЛ-10 №ГР 1261-08	Зав №№ 20948; –; 20272 КТ 0,5 Ki= 600/5 ГОСТ 7746	Переменный ток
		ТН трансформатор напряжения НТМИ-10-66 №ГР 831-69	Зав № 4814 КТ 0,5 Ki= 10000/100 ГОСТ-1983	Напряжение
		Многофункциональный счетчик СЭТ-4ТМ.03М №ГР 36697-08	Зав № 0804110263 КТ 0,2S/0,5 Ином=5А; ГОСТ Р 52323- 2005, ГОСТ Р 52425-2005	Количество активной и реактивной энергии, календарное время, интервалы времени

Таблица 5

Наименование программного обеспечения, вспомогательного оборудования и документации	Необходимое количество для АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис»
Сервер HP ProLiant DL360 R07; 2 сотовых модема стандарта GSM 900/1800 IRZ MC52iT.	1 комплект
Программное обеспечение (ПО) «Пирамида 2000.Сервер» Версия 20.02/2010/С-6144	1 комплект
Устройство синхронизации системного времени УСВ-2 зав. № 2290	1 шт.
Руководство по эксплуатации МГЭР.411713.004.06 - ИЭ.М	1 шт.
Методика поверки МГЭР.411713.004.06.МП	1 шт.
Формуляр (МГЭР.411713.004.06– ФО.М)	1 шт.

Поверка

осуществляется по документу «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис». Методика поверки» МГЭР.411713.004.06.МП, утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г.

Перечень основных средств поверки:

- средства поверки измерительных трансформаторов напряжения по МИ 2845-2003, МИ 2925-2005 и/или по ГОСТ 8.216-88;
- средства поверки измерительных трансформаторов тока по ГОСТ 8.217-2003;
- средства поверки счетчиков электрической энергии многофункциональных СЭТ-4ТМ.03М, согласно методики поверки ИЛГШ.411152.145РЭ1, являющейся приложением к руководству по эксплуатации ИЛГШ.411152.145РЭ. Методика поверки согласована с руководителем ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.12.2007 г.;
- оборудование для поверки УСВ-2 в соответствии с методикой поверки (ВЛСТ 237.00.000 И1), утвержденным ФГУП «ВНИИФТРИ» в 2009 году;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы;

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений количества электрической энергии (мощности) с использованием автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис». МГЭР.411713.004.06.МИ.

Нормативные документы, устанавливающие требования к Системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности АИИС КУЭ ОАО «Мосгорэнерго» на объекте ООО «Брау Сервис»:

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. ГОСТ Р 52323-2005 (МЭК 62053-22: 2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2 S и 0,5 S.
4. ГОСТ Р 52425-2005 (МЭК 62053-23: 2003). Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 23. Статические счетчики реактивной энергии.
5. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
6. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений:

осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель

ОАО «Мосгорэнерго», г. Москва
Адрес: 125581, г. Москва, ул. Лавочкина, 34

Испытательный центр

ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»
аттестат аккредитации 30004-08 от 27.06.2008г.
119361, Москва, Г-361, ул. Озерная, 46.
Тел. 781-86-03; e-mail: dept208@vniims.ru

Заместитель

Руководителя Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии

Е.Р.Петросян
МП «____» _____ 2011 г.