

СОГЛАСОВАНО

Зам. руководителя ГЦИ СИ,  
зам. директора ФГУП УНИИМ

С.В. Медведевских

2005 г.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала ОАО «Иркутскэнерго» «ТЭЦ-10» АИИС КУЭ ТЭЦ-10	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>30482-05</u>
---	---

Изготовлена по технической документации ООО «ЕвроСибЭнерго-инжиниринг», г. Москва. Заводской № ЕСЭ-010.

### НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала ОАО «Иркутскэнерго» «ТЭЦ-10» АИИС КУЭ ТЭЦ-10 предназначена для измерений количества электрической энергии и электрической мощности, вырабатываемой ТЭЦ-10.

Область применения – организация автоматизированного коммерческого учета электрической энергии и мощности и определение с заданной точностью учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии.

### ОПИСАНИЕ

АИИС КУЭ ТЭЦ-10 (далее – "система") включает в себя 37 измерительных каналов, каждый из которых предназначен для измерения активной и реактивной электрической энергии по одному из присоединений ("точек учета"). Принцип действия системы состоит в измерении электрической энергии в каждом канале при помощи счетчиков с трансформаторным включением и последующей автоматизированной обработкой результатов измерений. Измерение мощности основано на измерении электроэнергии на заданном интервале времени.

Система является многоуровневой с иерархическим распределенным сбором и обработкой информации. Уровни системы:

- уровень точки учета (нижний уровень), который включает в себя измерительные трансформаторы тока (ТТ) и напряжения (ТН), вторичные измерительные цепи, электронные счетчики активной и реактивной электроэнергии;

- уровень ИВКЭ (измерительно-вычислительный комплекс электроустановки), включающий в себя устройство сбора и передачи данных (УСПД) и каналобразующую аппаратуру;

- верхний уровень содержит технические средства организации локальной сети, автоматизированные рабочие места пользователей, технические средства передачи данных в ЦСОИ АИИС КУЭ ОАО «Иркутскэнерго».

В АИИС КУЭ ТЭЦ-10 использован комплекс аппаратно-программных средств ООО «Эльстер Метроника» (счетчики АЛЬФА, УСПД RTU-325, программное обеспечение "Альфа-ЦЕНТР") и проектно-технические решения, разработанные ООО «ЕвроСибЭнерго-инжиниринг».

Для измерений времени используется система обеспечения единого времени (СОЕВ). Устройство синхронизации системного времени (УССВ) обеспечивает синхронизацию таймеров АРМ, таймеров счетчиков и таймера УСПД.

## ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	37
Пределы допускаемой абсолютной разности показаний часов компонентов системы на интервале одни сутки, с	±5
Пределы допускаемой номинальной <sup>*)</sup> относительной погрешности одного измерительного канала (активная электрическая энергия, активная электрическая мощность, $\cos \varphi = 1$ ), %: - каналы 1 – 13, 15, 17, 19, 21, 23, 25, 27, 29-37 - каналы 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28	±1,6 ±1,5
Пределы допускаемой номинальной <sup>*)</sup> относительной погрешности одного измерительного канала (реактивная электрическая энергия, реактивная электрическая мощность, $\cos \varphi = 0,8$ ), %: - каналы 1 – 13, 15, 17, 19, 21, 23, 25, 27, 29-37 - каналы 14, 16, 18, 20, 22, 24, 26, 28	±2,2 ±1,7

\*) в качестве номинальной относительной погрешности измерительного канала принимают значение относительной погрешности, рассчитанное по метрологическим характеристикам средств измерений, входящих в канал, при номинальном токе нагрузки без учета влияющих факторов и методических составляющих погрешности.

Полную погрешность измерений электрической энергии и электрической мощности рассчитывают в соответствии с утвержденной методикой выполнения измерений.

Показатели надежности:

- средняя наработка на отказ, ч, не менее	1202
- среднее время восстановления, ч, не более	8
- коэффициент готовности, не менее	0,95

Нормальные условия эксплуатации:

- температура окружающего воздуха, °С	от 15 до 25
- относительная влажность воздуха, %	от 30 до 80
- атмосферное давление, кПа	от 84 до 106

Примечание – технические средства системы функционируют в нормальных условиях, за исключением измерительных трансформаторов тока и напряжения на 110 кВ; их метрологические характеристики нормированы для рабочих условий.

### ЗНАК УТВЕРЖДЕНИЯ ТИПА

Знак утверждения типа наносят печатным способом на титульные листы Руководства по эксплуатации и Формуляра и способом наклейки на переднюю панель шкафа низковольтного комплектного устройства, в котором установлена аппаратура АИИС КУЭ.

### КОМПЛЕКТНОСТЬ

Таблица 2 - Перечень измерительных каналов системы

№ п/п	Наименование присоединения	ТТ	ТН	Счетчик	УСПД
1	2	4	5	3	6
1.	Сибизмир	ТОЛ-10 (×2)	НОМ-6-66 (×2)	EA05RL-B-3	RTU-325
2.	Ввод 1Т п/ст. "Водозабор-2"	ТОЛ-10 (×2)	из канала 1	EA05RL-B-3	
3.	ХПВ-1	ТОЛ-10 (×2)	из канала 1	EA05RL-B-3	
4.	ТСН-1	ТОЛ-10 (×2)	из канала 1	EA05RL-B-3	
5.	ЦНВ-1	ТОЛ-10 (×2)	из канала 1	EA05RL-B-3	
6.	ЦНВ-2	ТОЛ-10 (×2)	из канала 1	EA05RL-B-3	
7.	ЦНВ-3	ТОЛ-10 (×2)	из канала 1	EA05RL-B-3	
8.	ЦНВ-4	ТОЛ-10 (×2)	НОМ-6-66 (×2)	EA05RL-B-3	

Окончание таблицы 2

1	2	4	5	3	6
9.	ЦНВ-5	ТОЛ-10 (×2)	из канала 8	EA05RL-B-3	
10.	ЦНВ-6	ТОЛ-10 (×2)	из канала 8	EA05RL-B-3	
11.	ТСН-2	ТОЛ-10 (×2)	из канала 8	EA05RL-B-3	
12.	Ввод 2Т п/ст. "Водозабор-2"	ТОЛ-10 (×2)	из канала 8	EA05RL-B-3	
13.	ХПВ-2	ТОЛ-10 (×2)	из канала 8	EA05RL-B-3	
14.	ТГ-8	ТПШФ-20 (×3)	НТМИ-18	A1R-4-AL-C29-T+	
15.	Т-8АБ	ТПОФУ-20 (×2)	из канала 14	EA05RL-B-3	
16.	ТГ-7	ТПШФ-20 (×3)	НТМИ-18	A1R-4-AL-C29-T+	
17.	Т-7АБ	ТПОФУ-20 (×2)	из канала 16	EA05RL-B-3	
18.	ТГ-6	ТПШФ-20 (×3)	НТМИ-18	A1R-4-AL-C29-T+	
19.	Т-6АБ	ТПОФУ-20 (×2)	из канала 18	EA05RL-B-3	
20.	ТГ-5	ТПШФ-20 (×3)	НТМИ-18	A1R-4-AL-C29-T+	
21.	Т-5АБ	ТПОФУ-20 (×2)	из канала 20	EA05RL-B-3	
22.	ТГ-4	ТПШФ-20 (×3)	НТМИ-18	A1R-4-AL-C29-T+	
23.	Т-4АБ	ТПОФУ-20 (×2)	из канала 22	EA05RL-B-3	
24.	ТГ-3	ТПШФ-20 (×3)	НТМИ-18	A1R-4-AL-C29-T+	
25.	Т-3АБ	ТПОФУ-20 (×2)	из канала 24	EA05RL-B-3	
26.	ТГ-2	ТПШФ-20 (×3)	НТМИ-18	A1R-4-AL-C29-T+	
27.	Т-2АБ	ТПОФУ-20 (×2)	из канала 26	EA05RL-B-3	
28.	ТГ-1	ТПШФ-10 (×3)	НТМИ-10	A1R-4-AL-C29-T+	
29.	Т-1А	ТПОФ-10 (×2)	из канала 28	EA05RL-B-3	
30.	Т-1Б	ТПОФ-10 (×2)	из канала 28	EA05RL-B-3	
31.	ТР-А	ТПШЛ-10 (×2)	НТМИ-6-66	EA05RL-B-3	
32.	ТР-Б	ТПШЛ-10 (×2)	НТМИ-6-66	EA05RL-B-3	
33.	ВЛ-110 кВ Ново-Ленино	ТФМ-110 (×3)	НКФ-110 (×3)	EA05RAL-B-4	
34.	ВЛ-110 кВ ТЭЦ-9	ТФМ-110 (×3)	из канала 33	EA05RAL-B-4	
35.	ВЛ-110 кВ Мегет	ТФМ-110 (×3)	НКФ-110 (×3)	EA05RAL-B-4	
36.	ВЛ-110 кВ Водозабор-1	ТФМ-110 (×3)	из канала 35	EA05RAL-B-4	
37.	ВЛ-110 кВ Никольск	ТФМ-110 (×3)	из канала 35	EA05RAL-B-4	

Таблица 3 – Технические средства

Наименование	Обозначение	Кол.	Примечание
1	2	3	4
Трансформатор напряжения	НОМ-6-66	4	№ ГР СИ 159-49
Трансформатор напряжения	НТМИ-18	7	№ ГР СИ 831-69
Трансформатор напряжения	НТМИ-10	1	№ ГР СИ 831-69
Трансформатор напряжения	НТМИ-6-66	2	№ ГР СИ 2611-70
Трансформатор напряжения	НКФ-110	3	№ ГР СИ 26452-04
Трансформатор тока	ТОЛ-10	26	№ ГР СИ 6009-77
Трансформатор тока	ТПШФ-20	21	№ ГР СИ 519-50
Трансформатор тока	ТПОФУ-20	14	№ ГР СИ 518-50
Трансформатор тока	ТПОФ-10	4	№ ГР СИ 518-50
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	4	№ ГР СИ 1423-60
Трансформатор тока	ТФМ-110	15	№ ГР СИ 16023-97
Счетчик электронный	EA05RL-B-3	24	№ ГР СИ 16666-97
Счетчик электронный	EA05RAL-B-4	5	№ ГР СИ 16666-97
Счетчик электронный	A1R-4-AL-C29-T+	8	№ ГР СИ 14555-02
УСПД	RTU-325	2	№ ГР СИ 19495-00

Окончание таблицы 3

1	2	3	4
Сервер БД	Compaq ProLiant ML 370	1	
Шкаф серверный	НКУ	1	
Инженерный пульт	Notebook COMPAQ	1	
АРМ	COMPAQ	4	
ЗИП		1 компл.	

Таблица 4 – Программные средства

Наименование	Обозначение	Кол.	Примечание
Пакет программного обеспечения	MS Windows 2000 Professional	1	
Пакет программного обеспечения Альфа Центр с опциями	AC_SE (AC_M, AC_T, AC_N, AC-communicator)	1	ПО аттестовано в составе ИВК «Альфа-Центр», № ГР СИ 20481-00
Пакет программного обеспечения для работы со счетчиком	AlphaPlusAE	1	То же
Пакет программного обеспечения для инженерного пульта	AC_L	1	То же

Таблица 5 - Документация

Наименование	Обозначение	Кол.	Примечание
Ведомость эксплуатационной документации	ЕСМБ.422231.010 ВЭ	1	
Руководство по эксплуатации	ЕСМБ.422231.010 РЭ	1	
Формуляр	ЕСМБ.422231.010-ФО	1	
Методика поверки	МП 88-262-2005	1	

### ПОВЕРКА

Поверку системы проводят в соответствии с документом «ГСИ. АИИС КУЭ ТЭЦ ОАО «Иркутскэнерго. Методика поверки» МП 88-262-2005, утвержденным ФГУП УНИИМ в октябре 2005 г.

Основное оборудование, используемое при поверке:

Эталонный трансформатор тока (0,5 – 3000) А, кл. точности 0,05 (ИТТ 3000.5);  
 Эталонный трансформатор напряжения (5 – 15) кВ, кл. точности 0,1 (НЛЛ-15);  
 Эталонный трансформатор напряжения (110 – 220) кВ, кл. т. не хуже 0,1 (NVOS 220);  
 Прибор сравнения с абс. погрешностью не более 0,002 % и 0,2' (КНТ-03);  
 Эталонный счетчик кл. точности 0,1 (ZERA TPZ 308, ЦЭ6802).

Межповерочный интервал – 4 года.

### НОРМАТИВНЫЕ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

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

Техническая документация изготовителя.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Тип системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности филиала ОАО «Иркутскэнерго» «ТЭЦ-10» АИИС КУЭ ТЭЦ-10 утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, и метрологически обеспечен в эксплуатации.

## ИЗГОТОВИТЕЛЬ

ООО «ЕвроСибЭнерго-инжиниринг»;  
105005, г. Москва, ул. Бакунинская, д. 4/6;  
тел./факс (095) 267-87-31  
Электронная почта: [mail@eurosib-eng.ru](mailto:mail@eurosib-eng.ru)

Заявитель:

ОАО «Иркутскэнерго»  
664025, г. Иркутск, ул. Сухэ-Батора, д. 3;  
Тел. (395-2) 790-201, факс 790-899  
Электронная почта: [irkan@irkutskenergo.ru](mailto:irkan@irkutskenergo.ru)  
<http://www.irkutskenergo.ru>

Главный инженер ОАО «Иркутскэнерго»

