

## ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ЭС-1 Центральной ТЭЦ Филиала «Невский» ОАО «ТГК-1»

### Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ЭС-1 Центральной ТЭЦ Филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» (далее АИИС КУЭ) предназначена для измерений активной и реактивной электрической энергии и мощности для определения величины учетных показателей, используемых в финансовых расчетах на оптовом рынке электроэнергии.

### Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, двухуровневую систему с централизованным управлением и распределением функций измерения.

АИИС КУЭ решает следующие функции:

- автоматические измерения 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии и средних на 30-минутных интервалах значений активной и реактивной мощности;

- периодически (1 раз в 30 мин) и/или по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электрической энергии с заданной дискретностью учета (30 мин);

- хранение результатов измерений в специализированной базе данных, отвечающей требованию повышенной защищенности от потери информации (резервирование баз данных) и от несанкционированного доступа;

- передача результатов измерений в центры сбора и обработки информации (ЦСОИ) смежных субъектов оптового рынка;

- предоставление, по запросу, контрольного доступа к результатам измерений, данных о состоянии объектов и средств измерений со стороны сервера организаций - смежных участников оптового рынка электроэнергии;

- обеспечение защиты оборудования, программного обеспечения и данных от несанкционированного доступа на физическом и программном уровне (установка паролей и т.п.);

- диагностика и мониторинг функционирования технических и программных средств АИИС КУЭ;

- конфигурирование и настройка параметров АИИС КУЭ;

- ведение системы единого времени в АИИС КУЭ (коррекция времени), соподчинённой национальной шкале времени.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

1-й уровень - информационно-измерительные комплексы (ИИК) включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), трансформаторы тока (ТТ), счетчики активной и реактивной электрической энергии, установленные на объекте, вторичные электрические цепи, технические средства каналов передачи данных. Все используемые компоненты ИИК имеют сертификаты или свидетельства об утверждении типа средств измерений.

2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ) на основе устройства сбора и передачи данных RTU-325L (№ 37288-08 в Государственном реестре средств измерений), устройство синхронизации системного времени УССВ-2 (№ 54074-13

в Государственном реестре средств измерений), технические средства организации каналов связи, программное обеспечение.

3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК) на основе комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР» производства ООО «Эльстер Метроника» (№ 44595-10 в Государственном реестре средств измерений), включающий в себя линии связи, компьютер в серверном исполнении.

Между уровнями ИИК и ИВКЭ с помощью каналообразующей аппаратуры организован канал связи, обеспечивающий передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИИК в ИВКЭ. В качестве канала применяются проводные линии связи с использованием интерфейса RS-485 (для ИК №1-46, 49-50), а также GPRS/GSM канал связи, организованный при помощи модемов (для ИК №47-48).

На уровне ИВКЭ обеспечивается хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям связи на уровень ИВК.

Между уровнями ИВКЭ и ИВК с помощью каналообразующей аппаратуры организован канал связи, обеспечивающий передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в режиме автоматизированной передачи данных от ИВКЭ в ИВК. В качестве канала применяются проводные линии связи с использованием интерфейса Ethernet.

На уровне ИВК обеспечивается:

- автоматический регламентный сбор результатов измерений;
- автоматическое выполнение коррекции времени;
- сбор данных о состоянии средств измерений;
- контроль достоверности результатов измерений;
- восстановление данных (после восстановления работы каналов связи, восстановления питания и т.п.);
- возможность масштабирования долей именованных величин электрической энергии;
- хранение результатов измерений, состояний объектов и средств измерений в течение 3,5 лет;
- ведение нормативно-справочной информации;
- ведение «Журналов событий»;
- формирование отчетных документов;
- передачу результатов измерений и данных о состоянии средств измерений в ИАСУ КУ и другим заинтересованным субъектам ОРЭМ;
- безопасность хранения данных и ПО в соответствии с ГОСТ Р 52069.0 - 2003;
- конфигурирование и параметрирование технических средств и ПО;
- предоставление пользователям и эксплуатационному персоналу регламентированного доступа к визуальным, печатным и электронным данным;
- диагностику работы технических средств и ПО;
- разграничение прав доступа к информации;
- измерение времени и синхронизацию времени от СОЕВ.

Данные хранятся в сервере базы данных. Последующее отображение накопленной информации происходит при помощи автоматизированного рабочего места (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.

АРМ функционирует на IBM PC совместимом компьютере в среде Windows.

АРМ обеспечивает представление в визуальном виде и на бумажном носителе следующей информации:

- отпуск или потребление активной и реактивной мощности, усредненной за 30-минутные интервалы по любой линии или объекту за любые интервалы времени;

- показатели режимов электропотребления;
- максимальные значения мощности по линиям и объектам по всем зонам суток и суткам;
- допустимый и фактический небаланс электрической энергии за любой контролируемый интервал времени.

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 электрической энергии мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика электрической энергии вычисляются мгновенные значения активной и полной электрической мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Средняя за период реактивная мощность вычисляется по средним за период значениям активной и полной электрической мощности.

Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации представляется как:

- активная и реактивная электрическая энергия как интеграл от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемых для интервалов времени 30 мин;
- средняя на интервале времени 30 мин активная (реактивная) электрическая мощность.

По запросу или в автоматическом режиме с ИИК информация направляется в ИВКЭ, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям связи на уровень ИВК. Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии поступает на входы УСПД (для ИК №1-46, 49-50). Цифровой сигнал с выходов счетчиков электрической энергии поступает на входы GSM-модемов (для ИК № 47-48), откуда по запросу или в автоматическом режиме с ИИК информация поступает на входы УСПД.

Сервер базы данных (сервер БД), установленный в ЦСОИ АИИС КУЭ ОАО «ТГК-1», с периодичностью один раз в 30 минут производит опрос УСПД. Полученная информация записывается в базу данных сервера БД.

На верхнем - третьем уровне АИИС КУЭ выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности, вычисление электрической энергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов, осуществляется передача информации в организации - участники оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе АО «АТС», АО «СО ЕЭС» и смежным субъектам, через каналы связи в виде xml-макетов, 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 ЭЦП субъекта рынка.

ИИК, ИВКЭ, ИВК и каналы связи между ними образуют измерительные каналы (ИК).

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ), включающей в себя устройства синхронизации времени УССВ-2 с приемником точного времени от спутников глобальной системы позиционирования (GPS). Часы УССВ-2 синхронизированы с приемником сигналов точного времени, сличение ежесекундное.

Часы УСПД синхронизируются с часами УССВ-2 не реже 1 раза в час при достижении рассогласования времени более чем на  $\pm 1$  с. УСПД осуществляет корректировку показаний часов счетчиков электроэнергии не реже 1 раза в сутки при сеансе связи в случае обнаружения рассогласования времени более чем на  $\pm 2$  с. Часы сервера БД, установленного в ОАО «ТГК-1», непрерывно синхронизируются от сервера единого времени LAN TIME SERVER.

Ход часов компонентов системы за сутки не превышает  $\pm 5$  с/сут.

Журналы событий счетчиков электрической энергии отражают: время (ДД.ЧЧ.ММ) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент, непосредственно предшествующий корректировке.

Защищенность применяемых компонентов:

а) механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:

- счетчика электрической энергии;
- испытательной коробки;
- УСПД;
- сервера БД;

б) защита информации на программном уровне:

- результатов измерений (при передаче, возможность использования цифровой подписи);
- установка пароля на счетчик;
- установка пароля на УСПД;
- установка пароля на сервер.

### Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение «комплекс измерительно-вычислительный для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР», которое обеспечивает защиту программного обеспечения и измерительной информации паролями в соответствии с правами доступа. Средством защиты данных при передаче является кодирование данных, обеспечиваемое программными средствами.

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

Идентификационное наименование, номер версии, цифровой идентификатор и алгоритм вычисления цифрового идентификатора метрологически значимых частей ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Идентификационные данные метрологически значимых частей ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование ПО	Библиотека программных модулей ПО «АльфаЦЕНТР»
Номер версии (идентификационный номер) ПО	12.1
Цифровой идентификатор ПО	3E736B7F380863F44CC8E6F7BD211C54
Другие идентификационные данные (если имеются)	ac_metrology.dll

### Метрологические и технические характеристики

Состав и основные метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Состав и метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование ИК	Состав 1-го уровня ИК			УСПД	ИВК	Вид электроэнергии	Метрологические характеристики ИК	
		ТТ	ТН	Счетчик				Основная погрешность, %	Погрешность в рабочих условиях, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Генератор Г-1	BDG 072A1; 4500/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 48214-11	ТЭС 6-G; 10500/100; к.т. 0,2; № в Госреестре 49111-12	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325L; № в Госреестре 37288-08	«Альфа ЦЕНТР» № в Госреестре 44595-10	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
2	Генератор Г-2	BDG 072A1; 4500/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 48214-11	ТЭС 6-G; 10500/100; к.т. 0,2; № в Госреестре 49111-12	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325L; № в Госреестре 37288-08		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
3	КЛ-220 кВ ЭС-1 Центральная ТЭЦ - Чесменская (К-271)	VAU-245; 1000/1; к.т. 0,2S № в Госреестре 53609-13	VAU-245; 220000/100; к.т. 0,2; № в Госреестре 53609-13	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325L; № в Госреестре 37288-08		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
4	КВЛ-220 кВ ЭС-1 Центральная ТЭЦ - Южная (К-272+Л224)	VAU-245; 1000/1; к.т. 0,2S № в Госреестре 53609-13	VAU-245; 220000/100; к.т. 0,2; № в Госреестре 53609-13	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325L; № в Госреестре 37288-08		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
5	Трансформатор Т-1, сторона 110 кВ (КРУЭ-110 кВ яч.13)	ELK-CT0; 1250/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 58213-14	EGK 145-3/VT1; 110000/100; к.т. 0,2; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325L; № в Госреестре 37288-08		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
6	Трансформатор Т-2, сторона 110 кВ (КРУЭ-110 кВ яч.16)	ELK-CT0; 625/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 58213-14	EGK 145-3/VT1; 110000/100; к.т. 0,2; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325L; № в Госреестре 37288-08	«Альфа ЦЕНТР» № в Госреестре 44595-10	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
7	Трансформатор Т-3, сторона 110 кВ (КРУЭ-110 кВ яч.18)	ELK-CT0; 625/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 58213-14	EGK 145-3/VT1; 110000/100; к.т. 0,2; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325L; № в Госреестре 37288-08		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
8	КЛ 110 кВ Юсуповская - ЭС-1 Центральной ТЭЦ №2 (К-177)	ELK-CT0; 625/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 58213-14	EGK 145-3/VT1; 110000/100; к.т. 0,2; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325L; № в Госреестре 37288-08		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
9	КВЛ 110 кВ ЭС-1 Центральной ТЭЦ - Чесменская I цепь (КВЛ 110кВ Московская-1+ К-112)	ELK-CT0; 625/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 58213-14	EGK 145-3/VT1; 110000/100; к.т. 0,2; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325L; № в Госреестре 37288-08		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
10	КЛ 110 кВ ЭС-1 Центральной ТЭЦ - Боровая №2 (К-139)	ELK-CT0; 625/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 58213-14	EGK 145-3/VT1; 110000/100; к.т. 0,2; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325L; № в Госреестре 37288-08		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11	КЛ 110 кВ ЭС-1 Центральной ТЭЦ - Бородинская №2 (К-111)	ELK-CT0; 1250/1; к.т. 0,2S; № в Гос- реестре 58213-14	EGK 145- 3/VT1; 110000/ 100; к.т. 0,2; № в Гос- реестре 41074-09	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Гос- реестре 31857-11	RTU-325L; № в Гос- реестре 37288-08	«Альфа ЦЕНТР» № в Гос- реестре 44595-10	активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
12	КЛ 110 кВ Юсуповс- кая - ЭС-1 Центральной ТЭЦ №1 (К-176)	ELK-CT0; 625/1; к.т. 0,2S; № в Гос- реестре 58213-14	EGK 145- 3/VT1; 110000/ 100; к.т. 0,2; № в Гос- реестре 41074-09	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Гос- реестре 31857-11	RTU-325L; № в Гос- реестре 37288-08		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
13	КВЛ 110 кВ ЭС-1 Центральной ТЭЦ - Чесменс- кая II цепь (КВЛ 110кВ Московс- кая-2+ К-113)	ELK-CT0; 625/1; к.т. 0,2S; № в Гос- реестре 58213-14	EGK 145- 3/VT1; 110000/ 100; к.т. 0,2; № в Гос- реестре 41074-09	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Гос- реестре 31857-11	RTU-325L; № в Гос- реестре 37288-08		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
14	КЛ 110 кВ ЭС-1 Центральной ТЭЦ - Бородинская №1 (К-110)	ELK-CT0; 1250/1; к.т. 0,2S; № в Гос- реестре 58213-14	EGK 145- 3/VT1; 110000/ 100; к.т. 0,2; № в Гос- реестре 41074-09	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Гос- реестре 31857-11	RTU-325L; № в Гос- реестре 37288-08		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
15	КЛ 110 кВ ЭС-1 Центральной ТЭЦ - Боровая №1 (К-138)	ELK-CT0; 625/1; к.т. 0,2S; № в Гос- реестре 58213-14	EGK 145- 3/VT1; 110000/ 100; к.т. 0,2; № в Гос- реестре 41074-09	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Гос- реестре 31857-11	RTU-325L; № в Гос- реестре 37288-08		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
16	Блочный трансформатор 110 кВ ТБ-1	ELK-CT0; 500/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 58213-14	EGK 145-3/VT1; 110000/100; к.т. 0,2; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325L; № в Госреестре 37288-08	«Альфа ЦЕНТР» № в Госреестре 44595-10	активная реактивная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
17	Блочный трансформатор 110 кВ ТБ-2	ELK-CT0; 500/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 58213-14	EGK 145-3/VT1; 110000/100; к.т. 0,2; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325L; № в Госреестре 37288-08		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
18	ТСНР 110 кВ	ELK-CT0; 500/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 58213-14	EGK 145-3/VT1; 110000/100; к.т. 0,2; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325L; № в Госреестре 37288-08		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
19	АТ-1 110 кВ	ELK-CT0; 1250/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 58213-14	EGK 145-3/VT1; 110000/100; к.т. 0,2; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325L; № в Госреестре 37288-08		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
20	АТ-2 110 кВ	ELK-CT0; 1250/1; к.т. 0,2S; № в Госреестре 58213-14	EGK 145-3/VT1; 110000/100; к.т. 0,2; № в Госреестре 41074-09	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Госреестре 31857-11	RTU-325L; № в Госреестре 37288-08		активная реактивная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
21	АТ-1 (10 кВ), СН КРУЭ- 110 кВ	ТЛО-10; 100/1; к.т. 0,2S; № в Гос- реестре 25433-11	ЗНОЛП- 10; 10000/100; к.т. 0,2; № в Гос- реестре 46738-11	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Гос- реестре 31857-11	RTU-325L; № в Гос- реестре 37288-08	«Альфа ЦЕНТР» № в Гос- реестре 44595-10	активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
22	АТ-2 (10 кВ), СН КРУЭ- 110 кВ	ТЛО-10; 100/1; к.т. 0,2S; № в Гос- реестре 25433-11	ЗНОЛП- 10; 10000/100; к.т. 0,2; № в Гос- реестре 46738-11	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Гос- реестре 31857-11	RTU-325L; № в Гос- реестре 37288-08		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
23	ТСНР секция 1 6кВ	ТЛО-10; 1200/1; к.т. 0,2S; № в Гос- реестре 25433-11	ЗНОЛП-6; 6000/ 100; к.т. 0,2; № в Гос- реестре 46738-11	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Гос- реестре 31857-11	RTU-325L; № в Гос- реестре 37288-08		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
24	ТСНР секция 2 6кВ	ТЛО-10; 1200/1; к.т. 0,2S; № в Гос- реестре 25433-11	ЗНОЛП-6; 6000/ 100; к.т. 0,2; № в Гос- реестре 46738-11	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Гос- реестре 31857-11	RTU-325L; № в Гос- реестре 37288-08		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
25	ТСНО-1 10 кВ	ТВ- СВЭЛ; 1000/1; к.т. 0,2S; № в Гос- реестре 42663-09	ТЭС 6-G; 10500/100; к.т. 0,2; № в Гос- реестре 49111-12	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Гос- реестре 31857-11	RTU-325L; № в Гос- реестре 37288-08		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4
26	ТСНО-2 10 кВ	ТВ- СВЭЛ; 1000/1; к.т. 0,2S; № в Гос- реестре 42663-09	ТЭС 6-G; 10500/100; к.т. 0,2; № в Гос- реестре 49111-12	Альфа А1800; к.т. 0,2S/0,5; № в Гос- реестре 31857-11	RTU-325L; № в Гос- реестре 37288-08		активная реактив- ная	±0,6 ±1,3	±2,1 ±2,4

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
27	АТ-1 (0,4 кВ) СН ЭС-1	Т-0,66; 1000/5; к.т. 0,5S; № в Гос- реестре 52667-13	-	Альфа А1800; к.т. 0,5S/1,0; № в Гос- реестре 31857-11	RTU-325L; № в Гос- реестре 37288-08	«Альфа ЦЕНТР» № в Гос- реестре 44595-10	активная реактив- ная	±1,0 ±2,2	±5,5 ±5,0
28	АТ-2 (0,4кВ) СН ЭС-1	Т-0,66; 1000/5; к.т. 0,5S; № в Гос- реестре 52667-13	-	Альфа А1800; к.т. 0,2S/1,0; № в Гос- реестре 31857-11	RTU-325L; № в Гос- реестре 37288-08		активная реактив- ная	±1,0 ±2,2	±5,5 ±5,0
29	АТ-1 (0,4 кВ), МРЭС	ТТН; 1000/5; к.т. 0,5S; № в Гос- реестре 41260-09	-	Меркурий 234; к.т. 0,5S/1,0; № в Гос- реестре 48266-11	RTU-325L; № в Гос- реестре 37288-08		активная реактив- ная	±1,0 ±2,2	±5,5 ±5,0
30	АТ-2 (0,4 кВ), МРЭС	ТТН; 1000/5; к.т. 0,5S; № в Гос- реестре 41260-09	-	Меркурий 234; к.т. 0,5S/1,0; № в Гос- реестре 48266-11	RTU-325L; № в Гос- реестре 37288-08		активная реактив- ная	±1,0 ±2,2	±5,5 ±5,0

Примечания:

1. Характеристики основной погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности.

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

3. Нормальные условия:

- параметры сети: напряжение (0,98 - 1,02) Уном; ток (1 - 1,2) Iном,  $\cos \varphi = 0,8$  инд.;
- температура окружающего воздуха (21 - 25) °С;
- относительная влажность воздуха от 30 до 80%;
- атмосферное давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- частота питающей сети переменного тока от 49,6 до 50,4Гц;

4. Рабочие условия:

- параметры сети: напряжение (0,9 - 1,1) Уном; ток (0,05 - 1,2) Iном,  
0,5 инд <  $\cos \varphi$  < 0,8 емк;

- температура окружающего воздуха для измерительных трансформаторов от минус 40 до плюс 60 °С; счетчиков электрической энергии от минус 40 до плюс 60 °С;
- относительная влажность воздуха до 90 %;
- давление от 84 до 106 кПа (от 630 до 795 мм рт ст.);
- частота питающей сети переменного тока от 49 до 51 Гц;

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

Глубина хранения информации:

- счетчик электрической энергии - для Альфа А1800 глубина хранения данных графиков нагрузки для одного канала с интервалом 30 минут составляет не менее 1200 дней, для Меркурий 234 глубина хранения 30-ти минутных срезов мощности составляет не менее 170 суток;

- УСПД - для RTU-325L глубина хранения архива измеренных величин с 30-минутным интервалом составляет не менее 45 дней;

- ИВК - хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений за весь срок эксплуатации системы.

6. Надежность применяемых в системе компонентов:

- счетчик электрической энергии - для Альфа А1800 среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа, для Меркурий 234 среднее время наработки на отказ не менее 220000 часов, среднее время восстановления работоспособности 2 часа;

- УСПД - для RTU-325L среднее время наработки на отказ не менее 100000 часов;

- ИВК - среднее время наработки на отказ не менее 120000 часов, среднее время восстановления работоспособности 0,5 часа.

#### **Знак утверждения типа**

наносится на титульный лист руководства по эксплуатации АИИС КУЭ типографским способом.

#### **Комплектность средства измерений**

В комплект поставки АИИС КУЭ входят изделия, указанные в таблице 3.

Таблица 3 - Комплект поставки средства измерений

Наименование изделия	Кол-во шт.	Примечание
Счетчик электрической энергии многофункциональный Альфа А1800	28	
Счетчик электрической энергии многофункциональный Меркурий 234	2	
Трансформатор тока BDG	6	
Трансформатор тока VAU-245	6	
Трансформатор тока ELK-CT0	48	
Трансформатор тока ТЛО-10	12	
Трансформатор тока ТВ-СВЭЛ	6	
Трансформатор тока Т-0,66	6	
Трансформатор тока ТТН-100	6	
Трансформатор напряжения ТТС 6-G	12	
Трансформатор напряжения VAU-245	6	
Трансформатор напряжения ЕГК 145-3/VT1	4	
Трансформатор напряжения ЗНОЛП-10	6	
Трансформатор напряжения ЗНОЛП-6	6	
Устройство синхронизации времени УССВ-2	2	
GSM-модем IRZ ATM2-485	1	
Устройство сбора и передачи данных RTU-325L	2	

Наименование изделия	Кол-во шт.	Примечание
Комплекс измерительно-вычислительный для учета электрической энергии «АльфаЦЕНТР»	1	
Методика поверки 2272П-15.МП	1	
Инструкция по эксплуатации 2272П-15.ИЭ	1	
Паспорт 2272П-15.ПФ	1	

### Поверка

осуществляется по документу 2272П-15.МП «ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии и мощности ЭС-1 Центральной ТЭЦ Филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» Методика поверки», утвержденному ФБУ «Марийский ЦСМ» 26.08.2016 г.

Основные средства поверки:

- для трансформаторов тока - в соответствии с ГОСТ 8.217-2003 «ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки»;

- для трансформаторов напряжения - в соответствии с ГОСТ 8.216-2011 «ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки» и/или МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения  $6\sqrt{3}...35$  кВ. Методика проверки на месте эксплуатации», МИ 2925-2005 «Измерительные трансформаторы напряжения  $35...330/\sqrt{3}$  кВ. Методика поверки на месте эксплуатации с помощью эталонного делителя»;

- для счетчиков электрической энергии трехфазных многофункциональных Альфа А1800 - в соответствии с методикой поверки ДЯИМ.411152.018 МП, утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»;

- для счетчиков электрической энергии трехфазных статических Меркурий 234 - в соответствии с методикой поверки «Счетчики электрической энергии статические трехфазные «Меркурий 234». Руководство по эксплуатации. Приложение Г. Методика поверки АВЛГ.411152.033 РЭ1», утвержденной руководителем ГЦИ СИ ФБУ «Нижегородский ЦСМ»;

- средства измерений в соответствии с МИ 3195-2009 «ГСИ. Мощность нагрузки трансформаторов напряжения. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- средства измерений в соответствии с МИ 3196-2009 «ГСИ. Вторичная нагрузка трансформаторов тока. Методика выполнения измерений без отключения цепей»;

- радиосервер РСТВ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS);

- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и радиосервером РСТВ-01;

- термогигрометр «CENTER» (мод.314).

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке клеймом и (или) наклеивание клейма в виде наклейки.

### Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений описан в методике измерений «Методика измерений количества электроэнергии и мощности с использованием АИИС КУЭ ЭС-1 Центральной ТЭЦ Филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» 2272П-15.МИ, утвержденной и аттестованной в установленном порядке.

**Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии и мощности ЭС-1 Центральной ТЭЦ Филиала «Невский» ОАО «ТГК-1»**

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**

Акционерное общество «Ивэлектроналадка» (АО «Ивэлектроналадка»)

ИНН 3729003630

Адрес: 153032, г.Иваново, ул. Ташкентская, д. 90

Web-site: [www.ien.ru](http://www.ien.ru)

Тел. (4932) 230-230, 230-591, 37-44-26; Факс (4932) 29-88-22

E-mail: [office@ien.ru](mailto:office@ien.ru)

**Испытательный центр:**

Государственный центр испытаний средств измерений ФБУ «Марийский ЦСМ»

424006, г. Йошкар-Ола, ул. Соловьева, д. 3

Тел. 8 (8362) 41-20-18, факс 41-16-94

Аттестат аккредитации ГЦИ СИ ФБУ «Марийский ЦСМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № 30118-11 от 08.08.2011 г.

Заместитель

Руководителя Федерального  
агентства по техническому  
регулированию и метрологии

С.С. Голубев

М.п.

« \_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.