

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ
(в редакциях, утвержденных приказами Росстандарта № 1951 от 26.12.2016 г.,
№ 1836 от 31.08.2018 г.)

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская» предназначена для измерения активной и реактивной электрической энергии.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ выполняет следующие функции:

- измерение 30-минутных приращений активной и реактивной электроэнергии;
- периодический и по запросу автоматический сбор привязанных к единому календарному времени результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 мин);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных;
- передача в организации–участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данным о состоянии средств измерений со стороны серверов организаций–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;
- измерение времени.

АИИС КУЭ имеет трехуровневую структуру:

- 1-й уровень - измерительно-информационные комплексы точек измерений (ИИК ТИ);
- 2-й уровень - информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ);
- 3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (ИВК).

ИИК ТИ включают в себя:

- трансформаторы тока (ТТ) и их вторичные цепи;
- трансформаторами напряжения (ТН) и их вторичные цепи;
- счётчики электроэнергии.

ИВКЭ включают в себя:

- устройство сбора и передачи данных (УСПД). В качестве УСПД используется устройство сбора и передачи данных RTU-325L (Госреестр № 37288-08);
- устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS.

ИВК включает в себя:

- автоматизированные рабочие места (далее – АРМ) ООО «Газпром энерго», АО «Межрегионэнергосбыт»,
- сервер баз данных ООО «Газпром энерго», выполненный на основе промышленного компьютера и работающего под управлением программного обеспечения из состава ИВК «Альфа-ЦЕНТР» (Госреестр № 44595-10),
- устройство синхронизации системного времени УССВ-16HVS.

Принцип действия АИИС КУЭ основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение) с использованием электромагнитных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), измерении и интегрировании мгновенной мощности с использованием счетчиков электрической энергии, автоматическом сборе, хранении и передаче по каналам связи результатов измерений.

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. Мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой код. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения мощности. За период сети (0,02 с) из мгновенных значений мощности вычисляется активная мощность, из мгновенных значений тока и напряжения их среднеквадратические значения и, затем, полная мощность. Реактивная мощность вычисляется из значений активной и полной мощности.

Вычисленные значения активной и реактивной мощности каждого направления преобразуются в частоту следования импульсов. Во внутренних регистрах счетчиков осуществляется накопление импульсов, соответствующих каждому виду и направлению передачи электроэнергии в течение интервала времени 30 минут. По окончании этого интервала времени накопленное количество импульсов из каждого регистра переносится в долговременную энергонезависимую память с указанием времени измерений в шкале координированного времени UTC.

УСПД в составе ИВКЭ осуществляет:

- один раз в 30 минут опрос счетчиков электрической энергии и сбор результатов измерений;
- обработку, заключающуюся в пересчете количества накопленных импульсов за период 30 минут в именованные величины;
- хранение результатов измерений в базе данных;
- передачу результатов измерений в ИВК.

В ИВК осуществляется:

- сбор данных с уровня ИВКЭ;
- хранение полученных в результате обработки приращений электроэнергии в базе данных;
- визуальный просмотр результатов измерений из базы данных;
- формирование и передача данных прочим участникам и инфраструктурным организациям оптового и розничного рынков электроэнергии и мощности ОРЭМ за электронно-цифровой подписью в формате XML-макетов в соответствии с регламентами ОРЭМ.

АИИС КУЭ выполняет функцию измерения времени в шкале UTC. Данная функция осуществляется следующим образом. Устройства синхронизации системного времени УССВ-16HVS осуществляют прием и обработку сигналов системы GPS и передачу меток времени в УСПД и сервер баз данных в постоянном режиме по протоколу NTP с использованием программной утилиты. УСПД формирует свою шкалу времени и далее передает ее на уровень ИИК ТИ. При каждом опросе счетчика УСПД вычисляет поправку времени часов счетчика. И если поправка превышает величину ± 2 с, УСПД формирует команду на синхронизацию счетчика.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

1. каналы связи между ИИК и ИВКЭ.

Данные со счетчиков электроэнергии по интерфейсу RS-485 (среда - медная экранированная «витая пара») поступают через преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet в УСПД RTU-325L.

2. Каналы связи между ИВКЭ и ИВК

Результаты измерений, техническая и служебная информации передаются на уровень ИВК в режимах автоматической передачи данных или выполнения запроса «по требованию».

Связь между ИВКЭ и ИВК организована по трем каналам связи, разделенным на физическом уровне:

- в качестве основного канала связи используется спутниковая связь стандарта DVB-RCS через земную станцию спутниковой связи «Ямал-12К».

- на случай выхода основного канала связи используется ТЧ канал 9,6 кбит/сек ООО «Газпром трансгаз Чайковский» с помощью модема стандарта Dial-Up.

- в качестве резервного канала связи используется канал по коммутируемой линии с помощью модема стандарта SHDSL.

Передача информации другим заинтересованным субъектам ОПЭ осуществляется с уровня ИВК. Передача информации происходит через межсетевой экран.

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

Перечень измерительных каналов и измерительных компонентов (средств измерений) в составе ИИК ТИ приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень измерительных каналов и измерительных компонентов в составе ИИК ТИ

№ ИК	Наименование ИК	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики		
		Тип	№ ГРСИ	К. тр.	Кл. т.	Тип	№ ГРСИ	К. тр.	Кл. т.	Тип, модификация	№ ГРСИ	Кл. т. акт./реакт.
3	ПС 110/35/10 кВ "Новокунгурская", ЗРУ-10 кВ, ввод № 1 10 кВ	ТЛО-10	25433-03	300/5	0,5	VRQ3n/S2	21988-01	10000√3/ 100√3	0,5	ЕвроАЛЬФА, ЕА05RL-P4B-4	16666-97	0,5S/1
4	ПС 110/35/10 кВ "Новокунгурская", ЗРУ-10 кВ, ввод № 2 10 кВ	ТЛО-10	25433-03	300/5	0,5	VRQ3n/S2	21988-01	10000√3/ 100√3	0,5	ЕвроАЛЬФА, ЕА05RL-P4B-4	16666-97	0,5S/1
5	ПС 110/35/10 кВ "Новокунгурская", ЗРУ-10 кВ, фидер №1	ТЛО-10	25433-03	100/5	0,5S	VRQ3n/S2	21988-01	10000√3/ 100√3	0,5	ЕвроАЛЬФА, ЕА05RL-P4B-4	16666-97	0,5S/1
6	ПС 110/35/10 кВ "Новокунгурская", ЗРУ-10 кВ, фидер №7	ТЛО-10	25433-03	100/5	0,5S	VRQ3n/S2	21988-01	10000√3/ 100√3	0,5	ЕвроАЛЬФА, ЕА05RL-P4B-4	16666-97	0,5S/1
7	ПС 110/35/10 кВ "Новокунгурская", ЗРУ-10 кВ, фидер №17	ТЛО-10	25433-03	100/5	0,5S	VRQ3n/S2	21988-01	10000√3/ 100√3	0,5	ЕвроАЛЬФА, ЕА05RL-P4B-4	16666-97	0,5S/1
8	ВКЛ 35 кВ «Калиничи- Компрессорная ц. 1»	ТФЗМ 35А-У1	26417-06	100/5	0,5	ЗНОМ-35- 65У1	912-70	35000√3/ 100√3	0,5	Альфа А1800, мод. А1802RALQ- P4GB-DW-4	31857-06	0,2S/0,5
9	ПС 110/35/10 кВ «Калиничи», ВЛ 35 кВ «Калиничи- Компрессорная ц. 2»	ТФЗМ 35А-У1	26417-06	200/5	0,5	ЗНОМ-35- 65У1	912-70	35000√3/ 100√3	0,5	Альфа А1800, мод. А1802RALQ- P4GB-DW-4	31857-06	0,2S/0,5
10	ПС 110/35/10 кВ «Калиничи», КРУН- 10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.2	ТЛМ-10- 2	2473-05	150/5	0,5	НТМИ-10- 66	831-69	10000/100	0,5	Альфа А1800, мод. А1802RALQ- P4GB-DW-4	31857-06	0,2S/0,5

№ ИК	Наименование ИК	Трансформаторы тока				Трансформаторы напряжения				Счетчики		
		Тип	№ ГРСИ	К. тр.	Кл. т.	Тип	№ ГРСИ	К. тр.	Кл. т.	Тип, модификация	№ ГРСИ	Кл. т. акт./реакт.
11	ПС 110/35/10 кВ «Калиниччи», КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.3	ТЛМ-10-2	2473-05	150/5	0,5	НТМИ-10-66	831-69	10000/100	0,5	Альфа А1800, мод. А1802RALQ-P4GB-DW-4	31857-06	0,2S/0,5
12	ПС 110/35/10 кВ «Калиниччи», КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.8	ТЛМ-10-2	2473-05	150/5	0,5	НТМИ-10-66	831-69	10000/100	0,5	Альфа А1800, мод. А1802RALQ-P4GB-DW-4	31857-06	0,2S/0,5
13	ПС 110/35/10 кВ «Калиниччи», КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.11	ТЛМ-10-2	2473-05	150/5	0,5	НТМИ-10-66	831-69	10000/100	0,5	Альфа А1800, мод. А1802RALQ-P4GB-DW-4	31857-06	0,2S/0,5
14	ПС 110/35/10 кВ «Калиниччи», КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.12	ТЛМ-10-2	2473-05	150/5	0,5	НТМИ-10-66	831-69	10000/100	0,5	Альфа А1800, мод. А1802RALQ-P4GB-DW-4	31857-06	0,2S/0,5
15	ПС 110/35/10 кВ «Калиниччи», КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.16	ТЛМ-10-2	2473-05	150/5	0,5	НТМИ-10-66	831-69	10000/100	0,5	Альфа А1800, мод. А1802RALQ-P4GB-DW-4	31857-06	0,2S/0,5
16	ПС 110/35/10 кВ «Калиниччи», КРУН-10 кВ, 1 СШ 10 кВ, яч.6	ТЛП-10-5-2У3	30709-11	50/5	0,2S	НТМИ-10-66	831-69	10000/100	0,5	Альфа А1800, мод. А1802RALQ-P4GB-DW-4	31857-06	0,2S/0,5
17	ПС 110/35/10 кВ «Калиниччи», КРУН-10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.13	ТЛМ-10-2-У3	2473-05	50/5	0,5	НТМИ-10-66	831-69	10000/100	0,5	Альфа А1800, мод. А1802RALQ-P4GB-DW-4	31857-06	0,2S/0,5

18	ПС 110/35/10 кВ «Калиниччи», КРУН- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.17	ТЛП-10- 5	30709-11	50/5	0,5S	НТМИ-10- 66	831-69	10000/100	0,5	Альфа А1800, мод. А1802RALQ- P4GB-DW-4	31857-06	0,2S/0,5
19	ПС 110/35/10 кВ «Калиниччи», КРУН- 10 кВ, 2 СШ 10 кВ, яч.18	ТЛП-10- 5-2У3	30709-11	50/5	0,2S	НТМИ-10- 66	831-69	10000/100	0,5	Альфа А1800, мод. А1802RALQ- P4GB-DW-4	31857-06	0,2S/0,5
20	ПС 35 кВ «Компрессорная», ЗРУ-10 кВ №1 ГКС-2, 1 СШ 10 кВ, яч. 4	ТЛО-10	25433-06	100/5	0,5S	VRQ3n/S2	21988-01	10000 $\sqrt{3}$ / 100 $\sqrt{3}$	0,5	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	0,5S/1
21	ПС 35 кВ «Компрессорная», ЗРУ-10 кВ №1 ГКС-2, 2 СШ 10 кВ, яч. 21	ТЛО-10	25433-06	100/5	0,5S	VRQ3n/S2	21988-01	10000 $\sqrt{3}$ / 100 $\sqrt{3}$	0,5	СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	0,5S/1

Программное обеспечение

Структура прикладного программного обеспечения АИИС КУЭ:

– ПО «АльфаЦЕНТР», установленное на сервере ИВК, осуществляет обработку, организацию учета и хранение результатов измерений электрической энергии, а также их отображение и передачу в автоматическом режиме в форматах, предусмотренных регламентом оптового рынка электроэнергии;

– ПО «АльфаЦЕНТР», установленное на АРМ, осуществляет отображение, хранение и вывод на печать результатов измерений и журналов событий.

Идентификационные признаки метрологически значимого программного обеспечения АИИС КУЭ приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Идентификационные признаки метрологически значимой части программного обеспечения

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	ac_metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	12.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	3e736b7f380863f44cc8e6f7bd211c54

Программное обеспечение имеет защиту от непреднамеренных и преднамеренных изменений соответствующую уровню «средний» по Р 50.2.077-2014.

Метрологические и технические характеристики

Таблица 3

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	19
Границы допускаемой относительной основной погрешности измерений активной электрической энергии ($\delta_{w_0}^A$), при доверительной вероятности $P=0,95^1$ в нормальных условиях применения	приведены в таблицах 3, 4
Границы допускаемой относительной погрешности измерений активной (δ_w^A) и реактивной (δ_w^P) электрической энергии, при доверительной вероятности $P=0,95^1$ в рабочих условиях применения	приведены в таблицах 3, 4
Пределы допускаемого значения поправки часов счетчиков электрической энергии относительно шкалы времени UTC не более, с	± 5
Период измерений активной и реактивной средней электрической мощности и приращений электрической энергии, минут	30
Период сбора данных со счетчиков электрической энергии, минут	30
Формирование XML-файла для передачи внешним системам	автоматическое
Формирование базы данных с результатами измерений с указанием времени проведения измерений и времени поступления результатов измерений в базу данных	автоматическое
Глубина хранения результатов измерений в базе данных не менее, лет	3,5
Ведение журналов событий ИВК, ИВКЭ и ИИК ТИ	автоматическое
Рабочие условия применения компонентов АИИС КУЭ:	
- температура окружающего воздуха (кроме ТТ и ТН), °С	от +0 до +40
- температура окружающего воздуха (для ТТ и ТН), °С	от -40 до +40
- частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5
- напряжение сети питания, В	от 198 до 242
- индукция внешнего магнитного поля, мТл	не более 0,05

Наименование характеристики	Значение
Допускаемые значения информативных параметров:	
- ток, % от $I_{НОМ}$ для ИК № 3, 4, 8, 9,10, 11, 12, 13, 14, 15, 17	от 5 до 120
- ток, % от $I_{НОМ}$ для ИК № 5, 6, 7, 16, 18, 19, 20, 21	от 2 до 120
- напряжение, % от $U_{НОМ}$	от 90 до 110
- коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,5 инд. – 1,0 – 0,8 емк.
- коэффициент реактивной мощности, $\sin \varphi$	0,5 инд. – 1,0 – 0,8 емк.
Примечание: 1 - рассчитаны по методике РД 153-34.0-11.209-99	

Таблица 4 - Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной ($\delta_{w_0}^A$) электрической энергии, границы допускаемой погрешности ИК при измерении активной (δ_w^A) и реактивной (δ_w^P) электрической энергии в рабочих условиях применения

I, % от $I_{НОМ}$	Коэффициент мощности	ИК № 5, 6, 7			ИК № 16, 19			ИК № 18			ИК № 20, 21		
		$\delta_{w_0}^A$, %	δ_w^A , %	δ_w^P , %	$\delta_{w_0}^A$, %	δ_w^A , %	δ_w^P , %	$\delta_{w_0}^A$, %	δ_w^A , %	δ_w^P , %	$\delta_{w_0}^A$, %	δ_w^A , %	δ_w^P , %
2	0,5	±4,9	±5,0	±4,2	±2,1	±2,2	±2,1	±4,8	±4,8	±2,8	±4,9	±5,1	±3,7
2	0,8	±2,7	±3,0	±5,9	±1,3	±1,5	±2,8	±2,6	±2,6	±4,4	±2,7	±3,0	±4,9
2	0,865	±2,4	±2,7	±7,0	±1,3	±1,4	±3,3	±2,2	±2,3	±5,4	±2,4	±2,8	±5,6
2	1	±1,9	±2,3	-	±1,0	±1,2	-	±1,6	±1,7	-	±1,9	±2,3	-
5	0,5	±3,1	±3,3	±2,7	±1,7	±1,7	±1,4	±3,0	±3,0	±1,8	±3,1	±3,4	±3,4
5	0,8	±1,9	±2,3	±3,6	±1,1	±1,2	±1,9	±1,7	±1,8	±2,7	±1,9	±2,3	±3,9
5	0,865	±1,8	±2,1	±4,1	±1,0	±1,2	±2,1	±1,5	±1,6	±3,3	±1,8	±2,2	±4,3
5	1	±1,2	±1,4	-	±0,8	±0,8	-	±1,1	±1,1	-	±1,2	±1,4	-
20	0,5	±2,3	±2,6	±2,0	±1,4	±1,5	±1,1	±2,2	±2,3	±1,4	±2,3	±2,6	±3,1
20	0,8	±1,4	±1,8	±2,5	±0,9	±1,1	±1,5	±1,2	±1,4	±2,0	±1,4	±1,9	±3,4
20	0,865	±1,2	±1,7	±2,8	±0,8	±1,0	±1,7	±1,1	±1,2	±2,3	±1,2	±1,8	±3,6
20	1	±1,0	±1,2	-	±0,7	±0,8	-	±0,9	±0,9	-	±1,0	±1,3	-
100, 120	0,5	±2,3	±2,6	±2,0	±1,4	±1,5	±1,1	±2,2	±2,3	±1,3	±2,3	±2,6	±3,1
100, 120	0,8	±1,4	±1,8	±2,4	±0,9	±1,1	±1,4	±1,2	±1,4	±1,9	±1,4	±1,9	±3,4
100, 120	0,865	±1,2	±1,7	±2,7	±0,8	±1,0	±1,6	±1,1	±1,2	±2,3	±1,2	±1,8	±3,6
100, 120	1	±1,0	±1,2	-	±0,7	±0,8	-	±0,9	±0,9	-	±1,0	±1,3	-

Таблица 5 - Границы допускаемой основной относительной погрешности ИК при измерении активной ($\delta_{w_0}^A$) электрической энергии, границы допускаемой погрешности ИК при измерении активной (δ_w^A) и реактивной (δ_w^P) электрической энергии в рабочих условиях применения

I, % от $I_{НОМ}$	Коэффициент мощности	ИК № 3, 4			ИК № 8 – 15, 17		
		$\delta_{w_0}^A$, %	δ_w^A , %	δ_w^P , %	$\delta_{w_0}^A$, %	δ_w^A , %	δ_w^P , %
5	0,5	±5,5	±5,6	±3,4	±5,4	±5,4	±2,7
5	0,8	±3,0	±3,3	±5,1	±2,9	±2,9	±4,5
5	0,865	±2,7	±2,9	±6,1	±2,5	±2,6	±5,6

I, % от Ином	Коэффициент мощности	ИК № 3, 4			ИК № 8 – 15, 17		
		$\delta_{w_0}^A, \%$	$\delta_w^A, \%$	$\delta_w^P, \%$	$\delta_{w_0}^A, \%$	$\delta_w^A, \%$	$\delta_w^P, \%$
5	1	±1,8	±2,0	-	±1,8	±1,8	-
20	0,5	±3,0	±3,2	±2,2	±2,9	±3,0	±1,6
20	0,8	±1,7	±2,1	±2,9	±1,6	±1,7	±2,5
20	0,865	±1,5	±1,9	±3,4	±1,4	±1,5	±3,0
20	1	±1,2	±1,4	-	±1,1	±1,1	-
100, 120	0,5	±2,3	±2,6	±2,0	±2,2	±2,3	±1,3
100, 120	0,8	±1,4	±1,8	±2,4	±1,2	±1,4	±1,9
100, 120	0,865	±1,2	±1,7	±2,7	±1,1	±1,2	±2,3
100, 120	1	±1,0	±1,2	-	±0,9	±0,9	-

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульный лист формуляра Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС

Тип СИ	№ ГРСИ	Количество, шт.
Трансформаторы тока		
Трансформаторы тока ТЛО-10	25433-03	15
Трансформаторы тока ТЛО-10	25433-06	6
Трансформаторы тока ТФЗМ 35А-У1	26417-06	4
Трансформаторы тока ТЛМ-10	2473-05	14
Трансформаторы тока ТЛП-10	30709-11	6
Трансформаторы напряжения		
Трансформаторы напряжения VRQ3n/S2	21988-01	12
Трансформаторы напряжения ЗНОМ-35-65У1	912-70	6
Трансформаторы напряжения НТМИ-10-66	831-69	2
Счетчики		
Альфа А1800	31857-06	12
ЕвроАЛЬФА	16666-97	5
СЭТ-4ТМ.03М	36697-08	2
УСПД		
RTU-325L	37288-08	2
ИВК		
Альфа-ЦЕНТР	44595-10	1
Документация		
АУВП.411711.119.ФО-ПС «Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская» формуляр-паспорт»		
061-30007-2015-МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская». Методика поверки»		

Поверка

осуществляется по документу 061-30007-2015-МП «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская». Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 15 декабря 2015 г.

Основные средства поверки:

- НТР серверы, работающие от рабочих шкал Государственного первичного эталона времени, частоты и национальной шкалы времени ГЭТ 1-2012 или вторичных эталонов ВЭТ 1-5, ВЭТ 1-7;
- для проверки вторичных цепей ТТ и ТН в соответствии с «Методикой выполнения измерений параметров вторичных цепей измерительных трансформаторов тока и напряжения», аттестованной ФГУП «СНИИМ» 24 апреля 2014 г. (регистрационный №ФР.1.34.2014.17814);
- для ТТ - по ГОСТ 8.217-2003;
- для ТН - по ГОСТ 8.216-2011;
- для счетчиков электрической энергии Альфа А1800 в соответствии с документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки ДИЯМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2011 г. и документом «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Дополнение к методике поверки ДИЯМ.411152.018 МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в 2012 г.;
- для счетчиков электрической энергии ЕвроАЛЬФА в соответствии с документом «Многофункциональный микропроцессорный счетчик электрической энергии типа ЕвроАЛЬФА (ЕА). Методика поверки», утвержденной ФГУП «ВНИИМ им. Д.И. Менделеева» в 1998 г.;
- для счетчиков электрической энергии СЭТ-4ТМ.03М по документу ИГЛШ.411152.145РЭ1 «Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М, СЭТ-4ТМ.02М. Руководство по эксплуатации Часть 2. Методика поверки» утвержденным ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04 мая 2012 г.;
- для устройства сбора и передачи данных RTU-325L – в соответствии с документом ДЯИМ.466.453.005МП, утвержденной ФГУП «ВНИИМС» в 2008 г.

Допускается применение аналогичных средств поверки, обеспечивающих определение метрологических характеристик АИИС КУЭ с требуемой точностью.

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке в виде наклейки.

Сведения о методиках (методах) измерений

«Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская»». Свидетельство об аттестации методики измерений № 380-РА.RU.311735-2018 от 24 мая 2018 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ООО «Газпром энерго» ООО «Газпром трансгаз Чайковский» Кунгурское ЛПУ МГ КС «Кунгурская»

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

Изготовитель

Оренбургский филиал Общества с ограниченной ответственностью «Газпром энерго»
ИНН 7736186950
Адрес: 460027, г. Оренбург, ул. 60 лет Октября, д. 11
Телефон: +7(3532) 687-126
Факс: +7(3532) 687-127

Испытательный центр

Федеральное государственное унитарное предприятие «Сибирский государственный ордена Трудового Красного Знамени научно-исследовательский институт метрологии» (ФГУП «СНИИМ»)

Адрес: 630004, г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4
Телефон (факс): +7(383)210-08-14, +7(383)210-13-60
E-mail: director@sniim.ru

Аттестат аккредитации ФГУП «СНИИМ» по проведению испытаний средств измерений в целях утверждения типа № RA.RU.310556 от 14.01.2015 г.

Заместитель
Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

А.В. Кулешов

М.п. « ____ » _____ 2018 г.