

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) филиала «Калининградская ТЭЦ-2» АО «Интер РАО - Электрогенерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) филиала «Калининградская ТЭЦ-2» АО «Интер РАО - Электрогенерация» (далее - АИИС КУЭ) предназначена для измерения активной, реактивной электрической энергии и времени.

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 шкале координированного времени UTC(SU) результатов измерений приращений электроэнергии с заданной дискретностью учета (30 минут);
- хранение результатов измерений в специализированной базе данных;
- передача в организации-участники оптового рынка электроэнергии результатов измерений;
- предоставление по запросу контрольного доступа к результатам измерений, данных 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 (далее - ИИК ТИ);
 - 2-й уровень - информационно-вычислительные комплексы электроустановок (далее - ИВКЭ);
 - 3-й уровень - информационно-вычислительный комплекс (далее - ИВК);
- ИИК ТИ включают в себя:
- трансформаторы тока (далее - ТТ) и их вторичные цепи;
 - трансформаторы напряжения (далее - ТН) и их вторичные цепи;
 - счётчики электроэнергии.
- ИВКЭ включает в себя:
- устройства сбора и передачи данных на базе контроллера сетевого промышленного СИКОН С70 (далее - УСПД);
 - каналы передачи данных с ИВКЭ на уровень ИВК;
- ИВК включает в себя:
- интеллектуальный кэширующий маршрутизатор - Пирамида Блока №1 (далее - ИКМ-1);

- сервер баз данных Блока №1 на базе промышленного компьютера с установленным ПО СУБД MS SQL Server;
- интеллектуальный кэширующий маршрутизатор - Пирамида Блока №2 (далее - ИКМ-2);
- сервер баз данных Блока №2 на базе промышленного компьютера с установленным ПО СУБД MS SQL Server;
- автоматизированные рабочие места (АРМ);
- каналообразующую аппаратуру для передачи данных во внешние системы;
- технические средства для организации функционирования локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации, технические средства обеспечения безопасности локальных вычислительных сетей.

Принцип действия АИИС КУЭ основан на масштабном преобразовании параметров контролируемого присоединения (ток и напряжение) с использованием электромагнитных ТТ и 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 преобразуются 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 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(SU).

УСПД один раз в 30 минут опрашивает счетчики электрической энергии и собирает результаты измерений, осуществляет обработку, заключающуюся в пересчете количества накопленных импульсов за период 30 минут в именованные величины.

В ИВКЭ осуществляется:

- сбор, хранение результатов измерений и служебной информации ИИК;
- синхронизация времени в счетчиках;
- передача данных на уровень ИВК.

В ИВК осуществляется:

- сбор данных с уровня ИВКЭ посредством ИКМ-1 и ИКМ-2. Базы данных серверов БД Блока №1 и Блока №2 взаимно дополняют друг друга и содержат полную информацию о 30-минутных приращениях электроэнергии по всем присоединениям, а также служебную информацию;

- обработка данных, заключающаяся в умножении 30-минутных приращений электроэнергии в счетчиках на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- хранение полученных в результате обработки приращений электроэнергии в базе данных;
- визуальный просмотр результатов измерений из базы данных;

- автоматическая передача результатов измерений и данных о состоянии средств измерений от ИКМ-1 и ИКМ-2 смежным субъектам оптового рынка электрической энергии и мощности, а также инфраструктурным организациям оптового рынка (в форматах 80020, 80030, 80040), в том числе в:

- ПАК АО «АТС»;
- филиал ОАО «СО ЕЭС» - Балтийское РДУ;
- ОАО «Янтарьэнерго»;
- филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Северо-запада.

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделяется система обеспечения единого времени (далее СОЕВ). СОЕВ работает следующим образом. Два устройства синхронизации времени УСВ-1, подключенные к ИКМ-1 и ИКМ-2 соответственно, осуществляют прием и обработку сигналов точного времени GPS/ГЛОНАСС в постоянном режиме с использованием встроенного приемника сигналов. ИКМ-1 и ИКМ-2 с помощью программной утилиты синхронизируют свою шкалу времени со шкалой времени УСВ-1 не реже 1 раза в час. Далее ИКМ-1 и ИКМ-2 при опросе УСПД не реже 1 раза в час проверяет поправку часов в УСПД. Если поправка составляет ± 1 с и более, происходит коррекция времени в УСПД. УСПД, в свою очередь, при опросе счетчиков осуществляют проверку поправки часов счетчиков, если поправка превышает ± 2 с относительно шкалы времени УСПД, то УСПД формирует команду коррекции часов счетчиков, но не чаще 1 раза в сутки. В журналах событий счетчиков и УСПД фиксируются данные по синхронизации времени (время сеансов синхронизации, разница шкал времени на момент синхронизации, поправка часов счетчиков и УСПД соответственно).

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством «витой пары» интерфейса RS-485 для передачи данных от ИИК ТИ на уровень ИВКЭ;
- по протоколу Profibus для передачи данных от ИВКЭ в ИВК при каскадном опросе УСПД (основной канал);
- посредством интерфейса RS-232 для передачи данных от ИВКЭ в ИВК (резервный канал);
- посредством интерфейса ИРПС «токовая петля» для передачи данных от ИВКЭ в ИВК (резервный канал);
- посредством канала стандарта GSM для доступа к ИКМ-1 со стороны внешних систем (основной канал);
- посредством телефонной сети общего пользования (ТСОП) для доступа к ИКМ-1 со стороны внешних систем (резервный канал).
- посредством сети Internet (основной канал) для передачи данных от сервера БД ИВК внешним системам.

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

Перечень измерительных каналов АИИС КУЭ приведен в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень измерительных компонентов в составе ИК АИИС КУЭ

№ ИК	Наименование присоединения	Трансформаторы тока			Трансформаторы напряжения			Счетчики электроэнергии			Тип, Рег. № УСПД
		Тип, Рег. №	К-т тр.	Кл. точн.	Тип, модификация, Рег. №	К-т тр.	Кл. точн.	Тип, модификация, Рег. №	Кл. точн.		
									акт.	реакт.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Г-10	ТШЛ 20-1, Рег. № 21255-03	8000/5	0,2	UGE, мод. UGE 17,5 D2, Рег. № 25475-08	15750:ÖВ/ 100:ÖВ	0,2	СЭТ4-ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С70, Рег. № 28822-05
2	Г-11	ТШЛ 20-1, Рег. № 21255-03	8000/5	0,2	UGE, мод. UGE 17,5 D2, Рег. № 25475-08	15750:ÖВ/ 100:ÖВ	0,2	СЭТ4-ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
3	Г-12	ТШЛ 20-1, Рег. № 21255-03	8000/5	0,2	UGE, мод. UGE 17,5 D2, Рег. № 25475-08	15750:ÖВ/ 100:ÖВ	0,2	СЭТ4-ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
4	Л-175	SB 0,8, Рег. № 20951-01	1500/1	0,2	НАМИ-110 УХЛ1, Рег. № 24218-03	110000:ÖВ/ 100:ÖВ	0,2	СЭТ4-ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
5	Л-176	SB 0,8, Рег. № 20951-01	1500/1	0,2	НАМИ-110 УХЛ1, Рег. № 24218-03	110000:ÖВ/ 100:ÖВ	0,2	СЭТ4-ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
6	Л-171	SB 0,8, Рег. № 20951-01	1500/1	0,2	НАМИ-110 УХЛ1, Рег. № 24218-03	110000:ÖВ/ 100:ÖВ	0,2	СЭТ4-ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
7	Л-172	SB 0,8, Рег. № 20951-01	600/1	0,2	НАМИ-110 УХЛ1, Рег. № 24218-03	110000:ÖВ/ 100:ÖВ	0,2	СЭТ4-ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
8	Л-173	SB 0,8, Рег. № 20951-01	600/1	0,2	НАМИ-110 УХЛ1, Рег. № 24218-03; НАМИ, мод. НАМИ-110 УХЛ1, Рег. № 60353-15	110000:ÖВ/ 100:ÖВ	0,2	СЭТ4-ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	
9	Л-174	SB 0,8, Рег. № 20951-01	600/1	0,2	НАМИ-110 УХЛ1, Рег. № 24218-03;	110000:ÖВ/ 100:ÖВ	0,2	СЭТ4-ТМ.03, Рег. № 27524-04	0,2S	0,5	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	ОВ-1	SB 0,8, Пер. № 20951-01	1500/1	0,2	НАМИ-110 УХЛ1, Пер. № 24218-03	110000:ÖБ/ 100:ÖБ	0,2	СЭТ4-ТМ.03, Пер. № 27524-04	0,2S	0,5	СИКОН С70, Пер. № 28822-05
11	ОВ-2	SB 0,8, Пер. № 20951-01	1500/1	0,2	НАМИ-110 УХЛ1, Пер. № 24218-03; НАМИ, мод. НАМИ-110 УХЛ1, Пер. № 60353-15	110000:ÖБ/ 100:ÖБ	0,2	СЭТ4-ТМ.03, Пер. № 27524-04	0,2S	0,5	
12	Л-177	SB 0,8, Пер. № 55006-13	600/1	0,2	НАМИ-110 УХЛ1, Пер. № 24218-03; НАМИ, мод. НАМИ-110 УХЛ1, Пер. № 60353-15	110000:ÖБ/ 100:ÖБ	0,2	СЭТ-4ТМ.03М , мод. СЭТ-4ТМ.03М.16, Пер. № 36697-12	0,2S	0,5	
13	Л-178	SB 0,8, Пер. № 55006-13	600/1	0,2	НАМИ-110 УХЛ1, Пер. № 24218-03;	110000:ÖБ/ 100:ÖБ	0,2	СЭТ-4ТМ.03М , мод. СЭТ-4ТМ.03М.16, Пер. № 36697-12	0,2S	0,5	
14	Г-22	GSR, Пер. № 25477-08	8000/5	0,2S	UGE, мод. UGE 17,5 D2, Пер. № 25475-08	15750:ÖБ/ 100:ÖБ	0,2	СЭТ-4ТМ.03М, Пер. № 36697-08	0,2S	0,5	
15	Г-21	GSR, Пер. № 25477-08	8000/5	0,2S	UGE, мод. UGE 17,5 D2, Пер. № 25475-08	15750:ÖБ/ 100:ÖБ	0,2	СЭТ-4ТМ.03М, Пер. № 36697-08	0,2S	0,5	
16	Г-20	GSR, Пер. № 25477-08	8000/5	0,2S	UGE, мод. UGE 17,5 D2, Пер. № 25475-08	15750:ÖБ/ 100:ÖБ	0,2	СЭТ-4ТМ.03М, Пер. № 36697-08	0,2S	0,5	
17	ПС «Северная»-1 (ВЛ-442)	IOSK 362, Пер. № 26510-09	1000/1	0,2S	ТЕМР 362, Пер. № 25474-03	330000:ÖБ/ 100:ÖБ	0,2	СЭТ-4ТМ.03М , мод. СЭТ-4ТМ.03М.16, Пер. № 36697-08	0,2S	0,5	

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
18	ПС «Северная»-2 (ВС-3)	IOSK 362, Рег. № 26510-09	1000/1	0,2S	TEMP 362, Рег. № 25474-03	330000:ÖВ/ 100:ÖВ	0,2	СЭТ-4ТМ.03М , мод. СЭТ-4ТМ.03М.16, Рег. № 36697-08	0,2S	0,5	СИКОН С70, Рег. № 28822-05
19	ПС «Центральная»-1 (ВС-2)	IOSK 362, Рег. № 26510-09	1000/1	0,2S	TEMP 362, Рег. № 25474-03	330000:ÖВ/ 100:ÖВ	0,2	СЭТ-4ТМ.03М , мод. СЭТ-4ТМ.03М.16, Рег. № 36697-08	0,2S	0,5	
20	ПС «Центральная»-2 (ВЛ-441)	IOSK 362, Рег. № 26510-09	1000/1	0,2S	TEMP 362, Рег. № 25474-03	330000:ÖВ/ 100:ÖВ	0,2	СЭТ-4ТМ.03М , мод. СЭТ-4ТМ.03М.16, Рег. № 36697-08	0,2S	0,5	
Примечание - Для синхронизации времени в ИКМ-Пирамида используются устройства синхронизации времени УСВ-1, рег. №28716-05											

В АИИС КУЭ предусмотрено пломбирование крышек клеммных зажимов и испытательных коробок счетчиков, а также клеммных зажимов во вторичных цепях ТТ и ТН.

Программное обеспечение

В АИИС КУЭ используется программное обеспечение (ПО) «Пирамида-2000», идентификационные данные программного обеспечения приведены в таблице 2.

Уровень защиты программного обеспечения «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

Таблица 2 - Идентификационные данные метрологически значимой части ПО ИВК

Идентификационные данные (признаки)	Значение
1	2
Идентификационное наименование программного обеспечения	CalcClients.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	e55712d0b1b219065 d63da949114dae4
Идентификационное наименование программного обеспечения	CalcLeakage.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	b1959ff70be1eb17c83f7b0f6d4a132f
Идентификационное наименование программного обеспечения	CalcLosses.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	d79874d10fc2b156a0 fdc27e1ca480ac
Идентификационное наименование программного обеспечения	Metrology.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	52e28d7b608799bb3 ccea41b548d2c83
Идентификационное наименование программного обеспечения	ParseBin.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	6f557f885b737261328cd77805bd1ba7
Идентификационное наименование программного обеспечения	ParseIEC.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	48e73a9283d1e66494521f63d00b0d9f
Идентификационное наименование программного обеспечения	ParseModbus.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0

Продолжение таблицы 2

1	2
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	c391d64271acf4055b b2a4d3fe1f8f48
Идентификационное наименование программного обеспечения	ParsePiramida.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	ecf532935ca1a3fd3215049af1fd979f
Идентификационное наименование программного обеспечения	SynchroNSI.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	530d9b0126f7cdc23e cd814c4eb7ca09
Идентификационное наименование программного обеспечения	VerifyTime.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.0.0.0
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	1ea5429b261fb0e2884f5b356a1d1e75

Метрологические и технические характеристики

Метрологические характеристики приведены в таблице 3, технические характеристики приведены в таблице 4.

Таблица 3 - Метрологические характеристики АИИС КУЭ

I, % от Ином	Коэффицие нт мощности	ИК № 1 - 11			ИК № 12, 13			ИК № 14 - 20		
		$\delta_{W_0}^A$, ±%	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 , ±%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	0,50	-	-	-	-	-	-	±1,8	±2,0	±2,0
2	0,80	-	-	-	-	-	-	±1,2	±1,4	±2,3
2	0,87	-	-	-	-	-	-	±1,1	±1,3	±2,5
2	1,00	-	-	-	-	-	-	±0,9	±1,2	-
5	0,50	±2,1	±2,1	±1,6	±2,0	±2,2	±2,0	±1,3	±1,4	±1,9
5	0,80	±1,4	±1,4	±2,1	±1,3	±1,5	±2,4	±0,9	±1,1	±2,0
5	0,87	±1,3	±1,3	±2,4	±1,2	±1,4	±2,6	±0,8	±1,1	±2,1
5	1,00	±0,9	±1,0	-	±0,9	±1,1	-	±0,6	±0,8	-
20	0,50	±1,3	±1,3	±1,0	±1,2	±1,4	±1,6	±0,9	±1,2	±1,6
20	0,80	±0,9	±0,9	±1,3	±0,8	±1,0	±1,8	±0,6	±1,0	±1,7
20	0,87	±0,8	±0,9	±1,5	±0,7	±1,0	±1,9	±0,6	±0,9	±1,7
20	1,00	±0,6	±0,6	-	±0,6	±0,8	-	±0,5	±0,7	-
100, 120	0,50	±1,0	±1,1	±1,0	±0,9	±1,2	±1,6	±0,9	±1,2	±1,6
100, 120	0,80	±0,8	±0,8	±1,1	±0,6	±1,0	±1,7	±0,6	±1,0	±1,7

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
100, 120	0,87	±0,7	±0,8	±1,2	±0,6	±0,9	±1,7	±0,6	±0,9	±1,7
100, 120	1,00	±0,5	±0,6	-	±0,5	±0,7	-	±0,5	±0,7	-

Примечания:

1. $\delta_{w_0}^A$ - границы допускаемой основной относительной погрешности измерения активной энергии;
2. δ_w^A - границы допускаемой относительной погрешности измерения активной энергии в рабочих условиях применения;
3. δ_w^P - границы допускаемой относительной погрешности измерения реактивной энергии в рабочих условиях применения;
4. Пределы допускаемых значений отклонений меток времени, формируемых СОЕВ относительно шкалы времени UTC, не более ± 5 с.

Таблица 4 - Технические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов, шт.	20
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, лет, не менее	3,5
Ведение журналов событий ИВК, ИВКЭ и ИИК ТИ	автоматическое
Рабочие условия применения измерительных компонентов:	
- температура окружающего воздуха для счетчиков, ТТ и ТН в ГРУ генераторов, °С	от +1 до +35
- температура окружающего воздуха для ТТ и ТН на ОРУ 110 кВ, °С	от -40 до +40
- частота сети, Гц	от 49,5 до 50,5
- напряжение сети питания счетчиков, В	от 198 до 242
- индукция внешнего магнитного поля, мТл, не более	0,05
Допускаемые значения информативных параметров:	
- ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 14 - 20	от 2 до 120
- ток, % от $I_{ном}$ для ИК № 1 - 13	от 5 до 120
- напряжение, % от $U_{ном}$	от 90 до 110
- коэффициент мощности $\cos \varphi$ для ИК № 1 - 11	0,5 инд. - 1,0 - 0,5 емк.
- коэффициент мощности $\cos \varphi$ для ИК № 12 - 20	0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист документа НВЦП.422200.037.ФО. «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) филиала «Калининградская ТЭЦ-2» АО «Интер РАО - Электрогенерация». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Таблица 5 - Комплектность АИИС КУЭ

Наименование компонента	Обозначение	Количество
1	2	3
Трансформаторы тока	GSR	9
Трансформаторы тока	IOSK 362	12
Трансформаторы тока	SB 0,8	30
Трансформаторы тока	ТШЛ-20	9
Трансформаторы напряжения	TEMP 362	12
Трансформаторы напряжения	UGE	18
Трансформаторы напряжения	НАМИ-110 УХЛ1	12
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ4-ТМ.03	11
Счетчики электрической энергии многофункциональные	СЭТ4-ТМ.03М	9
Интеллектуальный кэширующий маршрутизатор	ИКМ-Пирамида	2
Сервер баз данных	-	2
Устройство сбора и передачи данных	СИКОН С70	4
Устройство синхронизации времени	УСВ-1	2
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) филиала «Калининградская ТЭЦ-2» АО «Интер РАО - Электрогенерация». Формуляр	НВЦП.422200.037.ФО	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) филиала «Калининградская ТЭЦ-2» АО «Интер РАО - Электрогенерация». Методика поверки	МП-102-РА.RU.310556-2017	1

Поверка

осуществляется по документу МП-102-РА.RU.310556-2017 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (мощности) филиала «Калининградская ТЭЦ-2» АО «Интер РАО - Электрогенерация». Методика поверки», утвержденному ФГУП «СНИИМ» 21.06.2017 г.

Основные средства поверки:

- NTP-серверы, работающие от сигналов рабочих шкал Государственного первичного эталона времени и частоты ГЭТ 1-2012;
- для ТТ - по ГОСТ 8.217-2003;
- для ТН - по ГОСТ 8.216-2011;
- для счетчиков электрической энергии СЭТ4-ТМ.03 по документу ИГЛШ.411152.124 РЭ1, являющимся приложением к руководству по эксплуатации ИГЛШ.411152.124 РЭ. Методика поверки утверждена ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 10.09.2004 г.;
- для счетчиков электрической энергии СЭТ4-ТМ.03М по документу ИГЛШ.411152.145 РЭ1, являющимся приложением к руководству по эксплуатации ИГЛШ.411152.145 РЭ. Методика поверки утверждена ГЦИ СИ ФГУ «Нижегородский ЦСМ» 04.05.2007 г.;
- для УСПД СИКОН С70 по документу «Контроллеры сетевые промышленные СИКОН С70. Методика поверки ВЛСТ 220.00.000 И1», утвержденному ФГУП «ВНИИМС» в 2005 г.;

- для устройства синхронизации времени УСВ-1 по документу «Устройство синхронизации времени УСВ-1. Методика поверки ВЛСТ 221.00.000МП, утвержденному ФГУП «ВНИИФТРИ» 15.12.2004 г.

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

Знак поверки наносится на свидетельство о поверке.

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) филиала «Калининградская ТЭЦ-2» АО «Интер РАО - Электрогенерация» и измерительных комплексов «малых точек» измерения. Свидетельство об аттестации методики измерений №334-RA.RU.311735-2017 от «21» июня 2017 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (мощности) филиала «Калининградская ТЭЦ-2» АО «Интер РАО - Электрогенерация»

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

Изготовитель

Филиал «Калининградская ТЭЦ-2» акционерного общества «Интер РАО - Электрогенерация» (филиал «Калининградская ТЭЦ-2» АО «Интер РАО - Электрогенерация») ИНН 7704784450

Адрес: 236034, г Калининград, пер Энергетиков, 2

Юридический адрес: 119435, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр.1

Телефон: +7 (495) 664-76-80, +7 (401) 269-04-88

E-mail: UEG.office@interra.ru

Испытательный центр

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

ИНН 5407110983

Адрес: 630004 г. Новосибирск, проспект Димитрова, д. 4

Телефон: +7 (383) 210-08-14

Факс: +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

С.С. Голубев

М.п.

« ____ » _____ 2017 г.