

УТВЕРЖДЕНО
приказом Федерального агентства
по техническому регулированию
и метрологии
от «29» марта 2021 г. №425

Регистрационный № 81305-21

Лист № 1
Всего листов 9

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Северо-Западная ТЭЦ им. А. Г. Бориса» АО «Интер РАО-Электрогенерация»

Назначение средства измерений

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Северо-Западная ТЭЦ им. А. Г. Бориса» АО «Интер РАО-Электрогенерация» (далее – АИИС КУЭ) предназначена для измерений приращений активной и реактивной электрической энергии, потребленной и переданной за установленные интервалы времени, сбора, обработки, хранения и передачи полученной информации.

Описание средства измерений

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

АИИС КУЭ состоит из двух уровней:

1-й уровень – измерительно-информационные комплексы (ИИК), включающие в себя измерительные трансформаторы напряжения (ТН), измерительные трансформаторы тока (ТТ), многофункциональные счетчики активной и реактивной электрической энергии (далее – счетчики), вторичные измерительные цепи и технические средства приема-передачи данных;

2-й уровень – информационно-вычислительный комплекс (ИВК), выполненный на основе серверного оборудования промышленного исполнения и работающего под управлением программного обеспечения из состава ПК «Энергосфера». ИВК включает в себя каналобразующую аппаратуру, серверы (основной и резервный) и автоматизированные рабочие места.

ИИК, ИВК, технические средства приема-передачи данных и линии связи образуют измерительные каналы (ИК).

Первичные токи и напряжения трансформируются измерительными трансформаторами в аналоговые сигналы низкого уровня, которые по проводным линиям измерительных цепей поступают на соответствующие входы электронного счетчика электрической энергии. В счетчике мгновенные значения аналоговых сигналов преобразуются в цифровой сигнал. По мгновенным значениям силы электрического тока и напряжения в микропроцессоре счетчика вычисляются мгновенные значения активной, реактивной и полной мощности, которые усредняются за период 0,02 с. Измерительная информация на выходе счетчика без учета коэффициента трансформации:

- активная и реактивная электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с активной и реактивной мощности, соответственно, вычисляемая для интервалов времени 30 минут;

- средняя на интервале времени 30 минут активная и реактивная электрическая мощность.

ИВК осуществляет:

– один раз в 30 минут опрос счетчиков электрической энергии и сбор результатов измерений;

- хранение результатов измерений в базе данных;
- передачу результатов измерений в ИВК.
- синхронизацию (коррекцию) времени в серверах и коррекцию времени в счетчиках;
- периодический (один раз в сутки) и по запросу автоматический сбор результатов измерений электрической энергии;
- автоматический сбор данных о состоянии средств измерений и состоянии объектов измерений;
- хранение не менее 3,5 лет результатов измерений и журналов событий;
- автоматический сбор результатов измерений после восстановления работы каналов связи, восстановления питания;
- перемножение результатов измерений, хранящихся в базе данных, на коэффициенты трансформации ТТ и ТН;
- формирование отчетных документов;
- ведение журнала событий с фиксацией изменений результатов измерений, осуществляемых в ручном режиме, изменений коэффициентов ТТ и ТН, синхронизации (коррекции) времени с указанием времени до и после синхронизации (коррекции), пропадания питания, замены счетчика, событий, отраженных в журналах событий счетчиков;
- конфигурирование и параметрирование технических средств ИВК;
- сбор и хранение журналов событий счетчиков;
- ведение журнала событий ИВК;
- аппаратную и программную защиту от несанкционированного изменения параметров и любого изменения данных;
- самодиагностику с фиксацией результатов в журнале событий.

ИВК осуществляет автоматический обмен (передачу и получение) результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии с субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности (ОРЭМ), с другими АИИС КУЭ утвержденного типа, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ, в том числе: АО «АТС», АО «СО ЕЭС». Обмен результатами измерений и данными коммерческого учета электроэнергии между информационными системами субъектов оптового рынка и инфраструктурными организациями ОРЭМ осуществляется по электронной почте в виде электронных документов XML в форматах 80020, 80030 заверенных электронно-цифровой подписью.

Информационные каналы связи в АИИС КУЭ построены следующим образом:

- посредством интерфейса RS-485, ВОЛС и преобразователя интерфейса RS-485 в Ethernet (основной и резервный канал) для передачи данных от счетчиков до ИВК;
- посредством локальной вычислительной сети интерфейса Ethernet для передачи данных с сервера баз данных на АРМ;
- посредством наземного канала связи Ethernet для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (основной канал);
- посредством наземного канала связи Ethernet для передачи данных от уровня ИВК во внешние системы (резервный канал).

В АИИС КУЭ на функциональном уровне выделена система обеспечения единого времени (СОЕВ), включающая в себя часы серверов и счетчиков. Сервера получают шкалу времени UTC(SU) в постоянном режиме от устройства синхронизации частоты и времени Метроном версии 300 (УССВ). Синхронизация часов серверов с УССВ происходит при расхождении времени более чем на ± 1 с. При каждом опросе счетчиков сервер определяет поправку часов счетчиков и, в случае, если поправка часов счетчиков превышает по ± 2 с (параметр настраиваемый), то формирует команду синхронизации. Журналы событий счетчиков и серверов отображают факты коррекции времени с обязательной фиксацией времени до и после коррекции и (или) величины коррекции времени, на которую было скорректировано устройство.

Нанесение знака поверки на средство измерений не предусмотрено. Заводской номер в виде цифро-буквенного обозначения наносится на формуляр.

Программное обеспечение

В ИВК используется программное обеспечение ПК «Энергосфера». Программное обеспечение имеет уровень защиты от непреднамеренных и преднамеренных изменений в соответствии с Р 50.2.077-2014 – «средний». Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО АИИС КУЭ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные признаки метрологически значимой части ПО

Идентификационные данные (признаки)	Значение
Идентификационное наименование программного обеспечения	pso_metr.dll
Номер версии (идентификационный номер) программного обеспечения	1.1.1.1
Цифровой идентификатор программного обеспечения (рассчитываемый по алгоритму MD5)	cbeb6f6ca69318bed976e08a2bb7814b

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов (ИК) и их основные метрологические и технические характеристики приведены в таблицах 2, 3, 4 и 5.

Таблица 2 – Состав ИК

№ ИК	Наименование ИК	ТТ	ТН	Счетчик	УССВ, ИВК
1	2	3	4	5	6
1	ОРУ-110 кВ, В ЛХТ-7	ИМВ 145 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 47845-11	СРВ 123 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	Метроном версии 300, Рег. №74018-19; Сервера ПК «Энергосфера»
2	ОРУ-110 кВ, В ЛХТ-4	ИМВ 145 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 47845-11	СРВ 123 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-06	
3	ОРУ-110 кВ, В 110 кВ ТСНР-1	ИМВ 145 Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 1000/1 Рег. № 47845-11	СРВ 123 Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 110000/√3/100/√3 Рег. № 47844-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
4	ОРУ-330 кВ, В Л-473/Т-3	ВСТ Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1500/1 Рег. № 17869-98	НКФ-М Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 Рег. № 26454-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
5	ОРУ-330 кВ, В Л-417/Т-2	ВСТ Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1500/1 Рег. № 17869-05	НКФ-М Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 Рег. № 26454-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
6	ОРУ-330 кВ, В Л-473/Т-5	ВСТ Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1500/1 Пер. № 17869-05	НКФ-М Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 Пер. № 26454-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	Метроном версии 300, Пер. №74018-19; Сервера ПК «Энергосфера»
7	ОРУ-330 кВ, В Л-417/Т-4	ВСТ Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1500/1 Пер. № 17869-98	НКФ-М Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 Пер. № 26454-04	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	
8	ОРУ-330 кВ, В Л-477/Т-6	ВСТ Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 2000/1 Пер. № 17869-05	НКФ-330 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 Пер. № 2939-72	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	
9	ОРУ-330 кВ, В Л-477/Л-476	ВСТ Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 2000/1 Пер. № 17869-98	НКФ-330 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 Пер. № 2939-72	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
10	ОРУ-330 кВ, В Л-476/Т-8	ВСТ Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 1500/1 Пер. № 17869-98	НКФ-330 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 330000/√3/100/√3 Пер. № 2939-72	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-06	
11	15,75 кВ, В Г-1	GSR Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 10000/5 Пер. № 25477-08	UGE Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 15750/√3/100/√3 Пер. № 25475-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
12	15,75 кВ, В Г-2	GSR Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 10000/5 Пер. № 25477-08	UGE Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 15750/√3/100/√3 Пер. № 25475-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
13	15,75 кВ, В Г-3	GSR Кл.т. 0,2 К _{ТТ} = 10000/5 Пер. № 25477-08	UGE Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 15750/√3/100/√3 Пер. № 25475-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	
14	15,75 кВ, В Г-4	GSR Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 10000/5 Пер. № 25477-03	UGE Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 15750/√3/100/√3 Пер. № 25475-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Пер. № 31857-11	

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
15	15,75 кВ, В Г-5	GSR Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 10000/5 Рег. № 25477-03	UGE Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 15750/√3/100/√3 Рег. № 25475-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	Метроном версии 300, Рег. №74018-19; Сервера ПК «Энергосфера»
16	15,75 кВ, В Г-6	GSR Кл.т. 0,2S К _{ТТ} = 10000/5 Рег. № 25477-03	UGE Кл.т. 0,2 К _{ТН} = 15750/√3/100/√3 Рег. № 25475-11	A1802RALQ-P4GB-DW-4 Кл.т. 0,2S/0,5 Рег. № 31857-11	
17	РУ-6 кВ, яч. 10ВВВ20	ТОЛ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-06	
18	РУ-6 кВ, яч. 20ВВА11	ТОЛ Кл.т. 0,5S К _{ТТ} = 400/5 Рег. № 47959-11	ЗНОЛ.06 Кл.т. 0,5 К _{ТН} = 6000/√3/100/√3 Рег. № 3344-04	A1805RAL-P4G-DW-4 Кл.т. 0,5S/1 Рег. № 31857-11	

Примечания:

1 Допускается замена ТТ, ТН и счетчиков на аналогичные утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в таблице 2, при условии, что Предприятие-владелец АИИС КУЭ не претендует на улучшение указанных в таблицах 3 и 4 метрологических характеристик.

2 Допускается замена устройства синхронизации времени на аналогичные утвержденных типов. Замена оформляется техническим актом в установленном на Предприятии-владельце АИИС КУЭ порядке, вносят изменения в эксплуатационные документы. Технический акт хранится совместно с эксплуатационными документами АИИС КУЭ как их неотъемлемая часть.

Таблица 3 – Метрологические характеристики ИК в нормальных условиях применения

ИК №№	cos φ	I ₂ ≤ I _{изм} < I ₅		I ₅ ≤ I _{изм} < I ₂₀		I ₂₀ ≤ I _{изм} < I ₁₀₀		I ₁₀₀ ≤ I _{изм} ≤ I ₁₂₀	
		δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %	δ _{W₀} ^A %	δ _{W₀} ^P %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
11, 12, 13	0,50	-	-	±2,0	±1,5	±1,2	±0,9	±0,9	±0,8
	0,80	-	-	±1,3	±2,0	±0,8	±1,1	±0,6	±1,0
	0,87	-	-	±1,2	±2,2	±0,7	±1,3	±0,6	±1,1
	1,00	-	-	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-
4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	0,50	-	-	±2,3	±1,6	±1,6	±1,1	±1,4	±1,0
	0,80	-	-	±1,5	±2,1	±1,0	±1,4	±0,9	±1,3
	0,87	-	-	±1,3	±2,5	±0,9	±1,7	±0,8	±1,5
	1,00	-	-	±1,1	-	±0,8	-	±0,7	-
1, 2, 3, 14, 15, 16	0,50	±1,8	±1,5	±1,3	±1,3	±0,9	±0,8	±0,9	±0,8
	0,80	±1,2	±1,8	±0,9	±1,4	±0,6	±1,0	±0,6	±1,0
	0,87	±1,1	±2,1	±0,8	±1,6	±0,6	±1,1	±0,6	±1,1
	1,00	±0,9	-	±0,6	-	±0,5	-	±0,5	-

Окончание таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
17, 18	0,50	±4,9	±2,7	±3,1	±2,1	±2,3	±1,5	±2,3	±1,5
	0,80	±2,7	±4,1	±1,9	±2,9	±1,4	±2,1	±1,4	±2,1
	0,87	±2,4	±5,0	±1,8	±3,3	±1,2	±2,4	±1,2	±2,4
	1,00	±1,9	-	±1,2	-	±1,0	-	±1,0	-

Таблица 4 – Метрологические характеристики ИК в рабочих условиях применения

ИК №№	cos φ	$I_2 \leq I_{изм} < I_5$		$I_5 \leq I_{изм} < I_{20}$		$I_{20} \leq I_{изм} < I_{100}$		$I_{100} \leq I_{изм} \leq I_{120}$	
		$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$	$\delta_{w^A} \%$	$\delta_{w^P} \%$
11, 12, 13	0,50	-	-	±2,1	±2,0	±1,3	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	-	-	±1,4	±2,4	±0,9	±1,8	±0,8	±1,7
	0,87	-	-	±1,3	±2,6	±0,9	±1,9	±0,8	±1,7
	1,00	-	-	±1,0	-	±0,6	-	±0,6	-
4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	0,50	-	-	±2,4	±2,1	±1,7	±1,7	±1,5	±1,7
	0,80	-	-	±1,6	±2,5	±1,1	±2,0	±1,1	±1,9
	0,87	-	-	±1,5	±2,8	±1,1	±2,2	±1,0	±2,1
	1,00	-	-	±1,1	-	±0,8	-	±0,8	-
1, 2, 3, 14, 15, 16	0,50	±1,9	±2,0	±1,4	±1,9	±1,1	±1,6	±1,1	±1,6
	0,80	±1,3	±2,3	±1,0	±2,0	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	0,87	±1,2	±2,5	±1,0	±2,1	±0,8	±1,7	±0,8	±1,7
	1,00	±1,1	-	±0,6	-	±0,6	-	±0,6	-
17, 18	0,50	±5,1	±3,7	±3,4	±3,4	±2,6	±3,1	±2,6	±3,1
	0,80	±3,0	±4,9	±2,3	±3,9	±1,9	±3,4	±1,9	±3,4
	0,87	±2,8	±5,6	±2,2	±4,3	±1,8	±3,6	±1,8	±3,6
	1,00	±2,3	-	±1,4	-	±1,3	-	±1,3	-

Пределы допускаемого значения поправки часов, входящих в СОЕВ, относительно шкалы времени UTC(SU) ±5 с

Примечание:

I_2 – сила тока 2% относительно номинального тока ТТ;

I_5 – сила тока 5% относительно номинального тока ТТ;

I_{20} – сила тока 20% относительно номинального тока ТТ;

I_{100} – сила тока 100% относительно номинального тока ТТ;

I_{120} – сила тока 120% относительно номинального тока ТТ;

$I_{изм}$ – силы тока при измерениях активной и реактивной электрической энергии относительно номинального тока ТТ;

δ_{w^A} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии;

δ_{w^P} – доверительные границы допускаемой основной относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии;

δ_w^A – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении активной электрической энергии в рабочих условиях применения;

δ_w^P – доверительные границы допускаемой относительной погрешности при вероятности $P=0,95$ при измерении реактивной электрической энергии в рабочих условиях применения.

Таблица 5 – Основные технические характеристики ИК

Наименование характеристики	Значение
Количество измерительных каналов	18
Нормальные условия: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха для счетчиков, °С:	от (2)5 до 120 от 99 до 101 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от +21 до +25
Рабочие условия эксплуатации: допускаемые значения неинформативных параметров: – ток, % от $I_{ном}$ – напряжение, % от $U_{ном}$ – коэффициент мощности $\cos \varphi$ температура окружающего воздуха, °С: - для ТТ и ТН - для счетчиков - для сервера	от (2)5 до 120 от 90 до 110 0,5 инд. - 1,0 - 0,8 емк. от -40 до +40 от 0 до +40 от +15 до +25
Период измерений активной и реактивной средней 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 указанием времени измерений и времени поступления результатов	Автоматическое
Глубина хранения информации Счетчики: – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях, сутки, не менее Сервер ИВК: – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений, лет, не менее	100 3,5

Надежность системных решений:

- защита от кратковременных сбоев питания сервера с помощью источника бесперебойного питания;
- резервный сервер с установленным специализированным ПО;
- резервирование каналов связи между уровнями ИВК и между ИВК и внешними системами субъектов ОРЭМ, а также с инфраструктурными организациями ОРЭМ.

Ведение журналов событий:

- счётчика, с фиксированием событий:
 - параметрирования;
 - пропадания напряжения;
 - коррекции времени в счетчике.
- ИВК, с фиксированием событий::
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;

– отсутствие/довосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищённость применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - счётчика;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательной коробки;
 - сервера;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на сервера.

Знак утверждения типа

наносится на титульный лист формуляра РЭМ.0999-АИИС.СЗТЭЦ.ФО «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала «Северо-Западная ТЭЦ им. А. Г. Бориса» АО «Интер РАО-Электрогенерация». Формуляр».

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Комплектность АИИС КУЭ

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Трансформаторы тока	IMB 145	9
Трансформаторы тока	ВСТ	21
Трансформаторы тока	GSR	18
Трансформаторы тока	ТОЛ	6
Трансформаторы напряжения	UGE	18
Трансформаторы напряжения	НКФ-М	12
Трансформаторы напряжения	СРВ 123	6
Трансформаторы напряжения	ЗНОЛ.06	6
Трансформаторы напряжения	НКФ-330	6
Счетчики	A1805RAL-P4G-DW-4	2
Счетчики	A1802RALQ-P4GB-DW-4	16
ИВК	Энергосфера	1
УССВ	Метроном 300	1
Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала "Северо-Западная ТЭЦ им. А. Г. Бориса" АО "Интер РАО-Электрогенерация". Формуляр	РЭМ.0999-АИИС.СЗТЭЦ.ФО	1
ГСИ. Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии филиала "Северо-Западная ТЭЦ им. А. Г. Бориса" АО "Интер РАО-Электрогенерация". Методика поверки	МП-324-РА.RU.310556-2020	1

Сведения о методиках (методах) измерений

Методика измерений изложена в документе «Методика измерений электрической энергии с использованием системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала «Северо-Западная ТЭЦ им. А. Г. Бориса» АО «Интер РАО-Электрогенерация»» Методика измерений аттестована Западно-Сибирским филиалом ФГУП «ВНИИФТРИ». Аттестат аккредитации Западно-Сибирского филиала ФГУП «ВНИИФТРИ» по аттестации методик (методов) измерений и метрологической экспертизе № RA.RU.311735 от 19.07.2016 г.

Нормативные документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии филиала «Северо-Западная ТЭЦ им. А. Г. Бориса» АО «Интер РАО-Электрогенерация»

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

