

ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЙ

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) 2-х энергоблоков ПГУ-180 Первомайской ТЭЦ-14 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» с Изменением № 1

Назначение средства измерений

Настоящее описание типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) 2-х энергоблоков ПГУ-180 Первомайской ТЭЦ-14 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» с Изменением № 1 является обязательным дополнением к описанию типа системы автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) 2-х энергоблоков ПГУ-180 Первомайской ТЭЦ-14 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1», свидетельство об утверждении типа RU.E.34.004.A № 42336, регистрационный № 46567-11 от 04.04.2011 г., и включает в себя описание дополнительных измерительных каналов, соответствующих точкам измерений №№ 019, 020, 021, 140, 148, 149, 152, 160, 161.

Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) 2-х энергоблоков ПГУ-180 Первомайской ТЭЦ-14 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» (далее - АИИС КУЭ), г. Санкт-Петербург, предназначена для измерения активной и реактивной энергии, а также для автоматизированного сбора, обработки, хранения и отображения информации. Выходные данные системы могут быть использованы для коммерческих расчетов

Описание средства измерений

АИИС КУЭ представляет собой многофункциональную, 3х-уровневую систему, которая состоит из измерительных каналов (далее – ИК), измерительно-вычислительного комплекса электроустановки (далее – ИВКЭ) и информационно-вычислительного комплекса (ИВК) с системой обеспечения единого времени (далее – СОЕВ). АИИС КУЭ реализуется на 2-х энергоблоках ПГУ-180 Первомайской ТЭЦ-14 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1». ТЭЦ-14 территориально расположенных в г. Санкт-Петербург, ул. Корабельная, 4.

АИИС КУЭ включает в себя следующие уровни:

Уровень ИК, включающий измерительные трансформаторы тока (далее – ТТ) класса точности 0,2S и 0,5S, измерительные трансформаторы напряжения (далее – ТН) класса точности 0,2 и 0,5 и счетчики активной и реактивной электроэнергии типа АЛЬФА А1800 класса точности 0,2S и 0,5S (в части активной электроэнергии), и класса точности 0,5 и 1,0 (в части реактивной электроэнергии); вторичные электрические цепи; технические средства каналов передачи данных.

Уровень ИВКЭ – измерительно-вычислительный комплекс электроустановки АИИС КУЭ созданный на базе устройств сбора и передачи данных (далее – УСПД) типа RTU-325L (Госреестр СИ РФ № 37288-08, зав. № 005317) и технических средств приема-передачи данных.

Уровень ИВК – информационно-вычислительный комплекс АИИС КУЭ на базе комплекса измерительно-вычислительного для учета электрической энергии «Альфа-Центр» (Госреестр СИ РФ № 20481-00), включающий компьютер в серверном исполнении для обеспечения функции сбора и хранения результатов измерений; технические средства для организации локальной вычислительной сети и разграничения прав доступа к информации; технические средства приема-передачи данных.

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

Электрическая энергия, как интеграл по времени от средней за период 0,02 с мощности, вычисляется для интервалов времени 30 мин.

Средняя активная (реактивная) электрическая мощность вычисляется как среднее значение мощности на интервале времени усреднения 30 мин.

Каждые 30 минут УСПД уровня ИВКЭ производят опрос цифровых счетчиков. Полученная информация записывается в энергонезависимую память УСПД, где осуществляется хранение измерительной информации, ее накопление и передача накопленных данных по проводным линиям на верхний уровень системы (сервер БД), а также отображение информации по подключенным к УСПД устройствам.

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

На верхнем – третьем уровне системы выполняется дальнейшая обработка измерительной информации, в частности вычисление электроэнергии и мощности с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН, формирование и хранение поступающей информации, оформление справочных и отчетных документов. Передача информации в организации–участники оптового рынка электроэнергии осуществляется в соответствии с согласованными сторонами регламентами.

Программное обеспечение (далее – ПО) АИИС КУЭ на базе «Альфа Центр» функционирует на нескольких уровнях:

- программное обеспечение счетчика;
- программное обеспечение УСПД;
- программное обеспечение АРМ;
- программное обеспечение сервера БД.

ПО предназначено для автоматического сбора, обработки и хранения данных, получаемых со счетчиков электроэнергии и УСПД, отображения полученной информации в удобном для анализа и отчетности виде, взаимодействий со смежными системами.

АИИС КУЭ оснащена системой обеспечения единого времени (СОЕВ). Синхронизация времени в АИИС КУЭ осуществляется следующим образом: сервер БД АИИС КУЭ, установленный в ОАО «ТГК-1», подключен к серверу единого времени ОАО «ТГК-1» LAN TIME SERVER. Опрос УСПД АИИС КУЭ сервером ОАО «ТГК-1» производится 1 раз в 30 мин. При этом производится корректировка времени УСПД в случае расхождения времени между УСПД и сервером ОАО «ТГК-1» более чем на ± 2 с.

При опросе счетчиков выполняется корректировка времени таймера счетчика со временем УСПД при расхождении между ними более чем на ± 2 с.

Погрешность системного времени не превышает ± 5 с.

Журналы событий счетчика электроэнергии и УСПД отражают: время (дата, часы, минуты) коррекции часов указанных устройств и расхождение времени в секундах корректируемого и корректирующего устройств в момент непосредственно предшествующий корректировке.

Программное обеспечение

Идентификационные данные ПО представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Идентификационные данные ПО

Наименование ПО	Идентификационное наименование ПО	Номер версии (идентификационный номер) ПО	Цифровой идентификатор ПО (контрольная сумма исполняемого кода)	Алгоритм цифрового идентификатора ПО
«Альфа-Центр»	Программопланировщик опроса и передачи данных	3.27.2.0	bd51720d3fb1247ff8745241dc6aace9	MD5
	Драйвер ручного опроса счетчиков и УСПД		b3bf6e3e5100c068b9647d2f9bfde8dd	MD5
	Драйвер автоматического опроса счетчиков и УСПД		764bbe1ed87851a0154dba8844f3bb6b	MD5
	Драйвер работы с БД		7dfc3b73d1d1f209cc4727c965a92f3b	MD5
	Библиотека шифрования пароля счетчиков		0939ce05295fbcbba400eeae8d0572c	MD5
	Библиотека сообщений планировщика опросов		b8c331abb5e34444170eee9317d635cd	MD5

- Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа-Центр», включающие в себя ПО внесены в Госреестр СИ РФ под № 20481-00;
- Предел допускаемой дополнительной абсолютной погрешности ИВК «Альфа-Центр», получаемой за счет математической обработки измерительной информации, составляет 1 единицу младшего разряда измеренного (учтенного) значения;
- Пределы допускаемых относительных погрешностей по активной и реактивной электроэнергии не зависят от способов передачи измерительной информации и способов организации измерительных каналов ИВК «Альфа-Центр»;
- Метрологические характеристики ИК АИИС КУЭ, указанные в таблице 2 нормированы с учетом ПО;
- Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – уровень «С» в соответствии с МИ 3286-2010.

Метрологические и технические характеристики

Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики приведены в таблице 2

Таблица 2 – Состав измерительных каналов и их метрологические характеристики

Канал измерений		Состав измерительного канала					Метрологические характеристики								
Номер ИК	Наименование объекта учета, диспетчерское наименование присоединения	Вид СИ, класс точности, коэффициент трансформации, № Госреестра СИ или свидетельства о поверке	Обозначение, тип	Заводской номер	$K_{\text{тр}} \cdot K_{\text{тн}} \cdot K_{\text{сч}}$	Наименование измеряемой величины	Вид энергии	Основная относительная погрешность ИК ($\pm \delta$), %	Относительная погрешность ИК в рабочих условиях эксплуатации ($\pm \delta$), %						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10						
019	Генератор Г-2-1	Кт = 0,2S Ктт = 5000/5 № 11077-07	A	ТЛШ-10	852	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	$\pm 0,6$	$\pm 2,2$						
			B	ТЛШ-10	827										
			C	ТЛШ-10	842										
		Кт = 0,2 Ктн = 11000/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ № 47791-11	A	UKM 24/3	457180209										
			B	UKM 24/3	457180208										
			C	UKM 24/3	457180211										
		Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01223068					110000				$\pm 1,1$	$\pm 2,2$

1	2	3		4		5	6	7	8	9	10
020	Генератор Г-2-2	Кт = 0,2S КТТ = 5000/5 № 11077-07	ТТ	A	ТЛШ-10	830	110000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	$\pm 0,6$ $\pm 1,1$	$\pm 2,2$ $\pm 2,2$
				B	ТЛШ-10	829					
021	Генератор Г-2-3	Кт = 0,2S КТТ = 5000/5 № 11077-07	ТТ	A	ТЛШ-10	851	105000	Энергия активная, W_p Энергия реактивная, W_Q	Активная Реактивная	$\pm 0,8$ $\pm 1,5$	$\pm 2,4$ $\pm 2,3$
				B	ТЛШ-10	853					
		Кт = 0,5 КТН=10500/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ № 3344-08	ТН	C	ТЛШ-10	850					
				A	ЗНОЛ.06-10	3848					
		Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	Счетчик	B	ЗНОЛ.06-10	3884					
				C	ЗНОЛ.06-10	3879					
		Кт = 0,2S/0,5 Ксч = 1 № 31857-06	Счетчик	A1802RALQ-P4GB-DW-4		01223197					
				A1802RALQ-P4GB-DW-4		01223196					

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
140	яч.179 3с. СН КРУ-6кВ	Kт = 0,5S КТт = 1500/5 № 32139-06	A B C	ТОЛ-СЭЩ-10 ТОЛ-СЭЩ-10 ТОЛ-СЭЩ-10	28899-10 28266-10 28264-10	18900	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,6
148	яч.193 3с. СН КРУ-6кВ	Kт = 0,5S КТт = 300/5 № 32139-06	A B C	ТОЛ-СЭЩ-10 ТОЛ-СЭЩ-10 ТОЛ-СЭЩ-10	27770-10 27968-10 27745-10	3780	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,6
149	яч.194 3с. СН КРУ-6кВ	Kт = 0,5S КТт = 300/5 № 32139-06	A B C	ТОЛ-СЭЩ-10 ТОЛ-СЭЩ-10 ТОЛ-СЭЩ-10	27753-10 27746-10 27806-10	3780	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
152	яч.204 4с. СН КРУ-6кВ	Kт = 0,5S КтТ = 1500/5 № 32139-06	A B C	ТОЛ-СЭЩ-10 ТОЛ-СЭЩ-10 ТОЛ-СЭЩ-10	28283-10 28263-10 28284-10	18900	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,6
160	яч. 218 4с. СН КРУ-6кВ	Kт = 0,5 КтН=6300/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ № 47790-11	A B C	ЗНОЛ-СЭЩ-6 ЗНОЛ-СЭЩ-6 ЗНОЛ-СЭЩ-6	02629-10 02657-10 02632-10	3780	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,6
161	яч.219 4с. СН КРУ-6кВ	Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A B C	A1805RALQ-P4GB-DW-4	01210286	3780	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,6
		Kт = 0,5S КтТ = 300/5 № 32139-06	A B C	ТОЛ-СЭЩ-10 ТОЛ-СЭЩ-10 ТОЛ-СЭЩ-10	28005-10 28017-10 27973-10	3780	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,6
		Kт = 0,5 КтН=6300/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ № 47790-11	A B C	ЗНОЛ-СЭЩ-6 ЗНОЛ-СЭЩ-6 ЗНОЛ-СЭЩ-6	02633-10 02636-10 02637-10	3780	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,6
		Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A B C	A1805RALQ-P4GB-DW-4	01210302	3780	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,6
		Kт = 0,5S КтТ = 300/5 № 32139-06	A B C	ТОЛ-СЭЩ-10 ТОЛ-СЭЩ-10 ТОЛ-СЭЩ-10	28021-10 27974-10 28019-10	3780	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,6
		Kт = 0,5 КтН=6300/ $\sqrt{3}$:100/ $\sqrt{3}$ № 47790-11	A B C	ЗНОЛ-СЭЩ-6 ЗНОЛ-СЭЩ-6 ЗНОЛ-СЭЩ-6	02633-10 02636-10 02637-10	3780	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,6
		Kт = 0,5S/1,0 Ксч = 1 № 31857-06	A B C	A1805RALQ-P4GB-DW-4	01210282	3780	Активная Реактивная	± 1,2 ± 2,5	± 5,7 ± 4,6

Примечания:

1. Характеристики погрешности ИК даны для измерения электроэнергии и средней мощности (получасовая);

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

3. Нормальные условия:

параметры сети: напряжение $(0,98 \div 1,02) U_{ном}$; ток $(1 \div 1,2) I_{ном}$, $\cos\phi = 0,87$ инд.; температура окружающей среды $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$.

4. Рабочие условия:

параметры сети: напряжение $(0,9 \div 1,1) U_{ном}$; ток $(0,02 \div 1,2) I_{ном}$; $0,5$ инд. $\leq \cos\phi \leq 0,8$ емк.

допускаемая температура окружающей среды для измерительных трансформаторов от минус 40°C до $+70^\circ\text{C}$, для счетчиков от минус 40°C до $+65^\circ\text{C}$; для сервера от $+15^\circ\text{C}$ до $+50^\circ\text{C}$; для УСПД от минус 10°C до $+55^\circ\text{C}$;

5. Погрешность в рабочих условиях указана для $\cos\phi = 0,5$ инд и температуры окружающего воздуха в месте расположения счетчиков электроэнергии от $+10$ до $+35^\circ\text{C}$;

6. Трансформаторы тока по ГОСТ 7746-2001, трансформаторы напряжения по ГОСТ 1983-2001, счетчики электроэнергии по ГОСТ Р 52323-2005 в режиме измерения активной электроэнергии и ГОСТ 26035-83 в режиме измерения реактивной электроэнергии;

7. Допускается замена измерительных трансформаторов и счетчиков на аналогичные (см. п. 6 Примечаний) утвержденных типов с метрологическими характеристиками не хуже, чем у перечисленных в Таблице 1. Замена оформляется актом в установленном в ОАО «ТГК-1» порядке. Акт хранится совместно с настоящим описанием типа АИИС КУЭ как его неотъемлемая часть.

Надежность применяемых в системе компонентов:

- в качестве показателей надежности измерительных трансформаторов тока и напряжения, в соответствии с ГОСТ 1983-2001 и ГОСТ 7746-2001, определены средний срок службы и средняя наработка на отказ;
- электросчетчик – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 120000$ ч., время восстановления работоспособности $T_b=2$ ч.;
- устройство сбора и передачи данных типа RTU-325L – среднее время наработки на отказ не менее $T_0 = 100 000$ ч., среднее время восстановления работоспособности $T_b = 24$ ч.;

Оценка надежности АИИС КУЭ в целом:

$K_{Г_аиис} = 0,96$ – коэффициент готовности;

$T_{о_ик(аиис)} = 515$ ч. – среднее время наработки на отказ.

Надежность системных решений:

- Применение конструкции оборудования и электрической компоновки, отвечающих требованиям IEC – Стандартов;
- Стойкость к электромагнитным воздействиям;
- Ремонтопригодность;
- Программное обеспечение отвечает требованиям ISO 9001;
- Функции контроля процесса работы и средства диагностики системы;
- Резервирование электропитания оборудования системы.

Регистрация событий:

- журнал событий счетчика:
 - параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в счетчике.
- журнал событий ИВКЭ:

- параметрирование;
 - пропадание напряжения;
 - коррекция времени в УСПД.
- журнал событий ИВК:
 - даты начала регистрации измерений;
 - перерывы электропитания;
 - программные и аппаратные перезапуски;
 - установка и корректировка времени;
 - переход на летнее/зимнее время;
 - нарушение защиты ИВК;
 - отсутствие/дновосстановление данных с указанием точки измерений и соответствующего интервала времени.

Защищенность применяемых компонентов:

- механическая защита от несанкционированного доступа и пломбирование:
 - электросчетчиков;
 - промежуточных клеммников вторичных цепей напряжения;
 - испытательных коробок;
 - УСПД;
 - сервера БД;
- защита информации на программном уровне:
 - результатов измерений при передаче информации (возможность использования цифровой подписи);
 - установка пароля на счетчик;
 - установка пароля на промконтроллер (УСПД);
 - установка пароля на сервер БД.

Глубина хранения информации:

- электросчетчик – тридцатиминутный профиль нагрузки в двух направлениях – не менее 30 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВКЭ – суточные данные о тридцатиминутных приращениях электропотребления по каждому каналу и электропотребление за месяц по каждому каналу – не менее 35 дней; при отключении питания – не менее 35 суток;
- ИВК – хранение результатов измерений и информации состояний средств измерений – не менее 3,5 лет.

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульные листы эксплуатационной документации на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) 2-х энергоблоков ПГУ-180 Первомайской ТЭЦ-14 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» с Изменением № 1.

Комплектность средства измерений

Комплектность АИИС КУЭ 2-х энергоблоков ПГУ-180 Первомайской ТЭЦ-14 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» с Изменением № 1 определяется проектной документацией на систему. В комплект поставки входит техническая документация на систему и на комплектующие средства измерений.

Комплектность АИИС КУЭ 2-х энергоблоков ПГУ-180 Первомайской ТЭЦ-14 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» с Изменением № 1 представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Комплектность АИИС КУЭ 2-х энергоблоков ПГУ-180 Первомайской ТЭЦ-14 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» с Изменением № 1

Наименование	Количество
Измерительный трансформатор тока типа ТЛШ-10	9 шт.
Измерительный трансформатор тока типа ТОЛ-СЭЩ-10	18 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа УКМ 24/3	6 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа ЗНОЛ.06-10	3 шт.
Измерительный трансформатор напряжения типа ЗНОЛ-СЭЩ-6	12 шт.
Счетчик электрической энергии многофункциональный АЛЬФА А1800	9 шт.
Устройство сбора и передачи данных типа RTU-325L	1 шт.
Сервер базы данных	1 шт.
Комплекс измерительно-вычислительный для учета электрической энергии «Альфа-Центр»	1 шт.
АРМ оператора	1 шт.
Методика поверки	1 шт.
Руководство по эксплуатации	1 шт.

Проверка

осуществляется по документу МП 46567-11 «Система автоматизированная информационно-измерительная коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) 2-х энергоблоков ПГУ-180 Первомайской ТЭЦ-14 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1» с Изменением № 1». Методика поверки», утвержденному ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС» в сентябре 2011 г.

Средства поверки – по НД на измерительные компоненты:

- ТТ – по ГОСТ 8.217-2003 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы тока. Методика поверки»;
- ТН – по МИ 2845-2003 «ГСИ. Измерительные трансформаторы напряжения $6\sqrt{3}...35$ кВ. Методика проверки на месте эксплуатации» и/или по ГОСТ 8.216-88 «Государственная система обеспечения единства измерений. Трансформаторы напряжения. Методика поверки»;
- Счетчики типа Альфа А1800 – в соответствии с документом МП-2203-0042-2006 «Счетчики электрической энергии трехфазные многофункциональные Альфа А1800. Методика поверки», утвержденным ГЦИ СИ «ВНИИМ им. Д.И.Менделеева» 19 мая 2006 г.;
- Устройства сбора и передачи данных типа RTU-325L – в соответствии с документом «Устройство сбора и передачи данных RTU-325 и RTU-325L. Методика поверки ДЯИМ.466.453.005МП», утвержденным ГЦИ СИ ФГУП ВНИИМС в 2008 году;
- Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа-Центр» - в соответствии с документом «Комплексы измерительно-вычислительные для учета электрической энергии «Альфа-Центр». Методика поверки», ДЯИМ.466453.06МП, утвержденной ГЦИ СИ ВНИИМС в 2005 г.;
- средства измерений по МИ 3195-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений мощность нагрузки трансформаторов напряжения без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- средства измерений МИ 3196-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений вторичная нагрузка трансформаторов тока без отключения цепей. Методика выполнения измерений»;
- радиочасы МИР РЧ-01, принимающие сигналы спутниковой навигационной системы Global Positioning System (GPS)), номер в Государственном реестре средств измерений № 27008-04;
- переносной компьютер с ПО и оптический преобразователь для работы со счетчиками системы и с ПО для работы с радиочасами МИР РЧ-01.

Сведения о методиках (методах) измерений

Метод измерений изложен в Эксплуатационной документации № 1, шифр 300-05-07/14.00.000.Д1.ЭД на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) 2-х энергоблоков ПГУ-180 Первомайской ТЭЦ-14 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1».

Нормативные и технические документы, устанавливающие требования к системе автоматизированной информационно-измерительной коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) 2-х энергоблоков ПГУ-180 Первомайской ТЭЦ-14 филиала «Невский»ОАО «ТГК-1» с Изменением № 1

1. ГОСТ Р 8.596-2002«ГСИ. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения».
2. ГОСТ 1983-2001 «Трансформаторы напряжения. Общие технические условия».
3. ГОСТ 7746-2001 «Трансформаторы тока. Общие технические условия».
4. ГОСТ 22261-94 «Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия».
5. ГОСТ Р 52323-2005 «Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S».
6. ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания».
7. Эксплуатационная документация № 1 300-05-07/14.00.000.Д1.ЭД на систему автоматизированную информационно-измерительную коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) 2-х энергоблоков ПГУ-180 Первомайской ТЭЦ-14 филиала «Невский» ОАО «ТГК-1».

Рекомендации по областям применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений

Осуществление торговли и товарообменных операций.

Изготовитель:

Общество с Ограниченной Ответственностью «М-ПРО» (ООО «М-ПРО»)

Юридический адрес: 199004, Санкт-Петербург, 5-я линия В.О., д. 42, Лит. А, пом.26Н.

Почтовый адрес: 199155, Санкт-Петербург, ул. Уральская, д.1, корп.2, Лит. А, пом.331.

тел./факс: (812) 318-11-95

Испытательный центр:

Государственный центр испытаний средств измерений Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский научно-исследовательский институт метрологической службы» (ГЦИ СИ ФГУП «ВНИИМС»)

Юридический адрес: 119361, г. Москва ул. Озерная, д. 46

тел./факс: 8(495) 437-55-77

Регистрационный номер аттестата аккредитации государственного центра испытаний средств измерений № 30004-08 от 27.06.2008 г.

Заместитель

Руководителя Федерального
агентства по техническому
регулированию и метрологии

Е. Р. Петросян