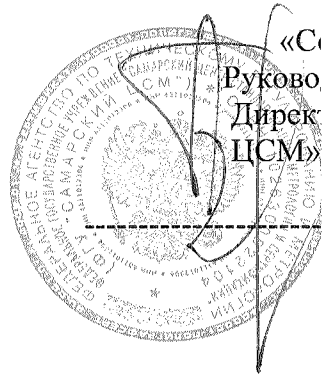


ОПИСАНИЕ ТИПА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ



«Согласовано»
Руководитель ГЦИ СИ-
Директор ФГУ «Самарский
ЦСМ»

Е.А.Стрельников

30.06.2006.г

Система измерительно-информационная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Электросеть»	Внесена в Государственный реестр средств измерений Регистрационный № <u>32279-06</u> Взамен № _____
--	---

Изготовлена по ГОСТ 22261-94 и технической документации
ООО «Промсервис СД» г.Самара .Заводской №02

Назначение и область применения

Система измерительно-информационная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии ОАО «Электросеть» (далее АИИС КУЭ ОАО «Электросеть») заводской №02 предназначена для измерения и учета электрической энергии, а также автоматического сбора, накопления, обработки, хранения и отображения информации о параметрах энергопотребления. Применяется для передачи и обмена данными со следующими системами:

- ИАСУ КУ НП «АТС»,
- филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» ОДУ Средней Волги,
- филиал ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» Самарское РДУ,
- смежные субъекты.

Данные также используются для решения технических, технико-экономических и статистических задач на предприятии.

Описание

Принцип действия АИИС КУЭ ОАО «Электросеть» состоит в измерении параметров, характеризующих электропотребление ОАО «Электросеть». АИИС КУЭ ОАО «Электросеть» комплектуется из серийно выпускаемых агрегатных средств измерений, внесенных в Государственный реестр средств измерений. Преобразование выходных сигналов измерительных трансформаторов в цифровую форму, вычислительные функции учета электрической энергии выполняются многофункциональными микропроцессорными счетчиками электрической энергии с цифровыми выходными. Для подключения счетчиков с цифровым интерфейсом RS-485, в системе используются коммутаторы. Дальнейший сбор, обработку и хранение информации о потреблении /расходе электроэнергии осуществляют УСПД-контроллеры типа ВЭП 01.. Представление информации по всем счетчикам обеспечивают компьютеры с программным обеспечением, представляющие собой автоматизированные рабочие места (АРМ) отдела главного энергетика.

Система состоит из 9 измерительных каналов (ИК).

АИИС КУЭ ОАО «Электросеть» включают в себя следующие технические компоненты:

В качестве первичных преобразователей напряжения и тока использованы:

•Измерительные трансформаторы напряжения ТН по ГОСТ 1983-01(НКФ-110-57 класс точности 0,5, ГР №14205-94),

•Измерительные трансформаторы тока ТТ по ГОСТ7746-01 типа ТВ 110/52, ГР№3190-72- (6 штук класс точности 0,5; 6-штук класс точности 1,0), ТФНД-110 М ГР№2793-71 ,класс точности 0,5 ;

•Многофункциональные микропроцессорные счетчики электрической энергии с цифровыми выходными интерфейсами по ГОСТ30206-94,ГОСТ 302207-94 типа: СЭТ-4ТМ.03 класс точности 0,5/1,0 , ГР№20176-04;

•Устройство сбора и передачи данных –контроллер ВЭП 01; ГР№25556-03;

Для обеспечения синхронных измерений , поддерживает единое системное время.. Система обеспечения единого времени (СОЕВ) реализована на приборе спутниковой связи GPS и корректирует системное время контроллера .Допускаемая абсолютная погрешность отсчета астрономического времени на интервале одни сутки составляет ± 5 с.

Перечень ИК АИИС КУЭ ОАО «Электросеть», наименование объекта потребителя, линии и ячейки , типы счетчиков, ТТ, ТН, классов точности, заводские номера для каждого ИК АИИС КУЭ ОАО «Электросеть» приведен в Приложении А .

Основные технические характеристики.

Основные технические характеристики АИИС КУЭ приведены в таблице №1
Таблица №1.

№	Наименование характеристики	значения
1	Число измерительных каналов АИИС	9
2	Диапазон первичного тока для №№ 1,	25...600 А
3	Диапазон первичного тока для №№ 2	30...720 А
4	Диапазон первичного тока для №№3-9	37,5...900А
5	Диапазон вторичного тока для №№ 1, 5-9 включающих ТТ кл.точности 0,5	0,05... 1,2 А
6	Диапазон вторичного тока для №№ 2, 3, 4 включающих ТТ с кл.точности 0,5	0,25...6 А
7	Диапазон первичного напряжения для ИК №№ 1-9	88000... 132000 В
8	Диапазон вторичного напряжения для ИК №№ 1-9	80... 120 В
9	Диапазон мощности нагрузки ТТ для ИК №№ 1 при номинальной 625 ВА	15,625...625 ВА
10	Диапазон мощности нагрузки ТТ для ИК №№ 5-9 при номинальной 500 ВА	12,5...500 ВА
11	Диапазон мощности нагрузки ТТ для ИК №№ 2 при номинальной 25 ВА	0,625...25 ВА
12	Диапазон мощности нагрузки ТТ для ИК №№ 4 при номинальной 15 ВА	0,375... 15 ВА
13	Диапазон мощности нагрузки ТТ для ИК №№ 3 при номинальной 5 ВА	0,02...5 ВА

14	Диапазон мощности нагрузки ТН для ИК №№ 5-9 при номинальной 500 ВА	125...500 ВА
15	Диапазон мощности нагрузки ТН для ИК №№ 3, 4 при номинальной 400 ВА	100...400 ВА
16	Диапазон мощности нагрузки ТН для ИК №№ 1, 2 при номинальной 100 ВА	25...100 ВА
17	Падение напряжения на соединении ТН со счетчиком для всех ИК, не более	0,25%
18	Коэффициент мощности активной $\cos \phi$ (реактивной $\sin \phi$)	0,5 ... 1,0
19	Доверительные границы относительной погрешности измерения активной электрической энергии для ИК № 5-9 при первичном токе сети $I_1=0,05 \cdot I_{ном}$ ($0,5 \leq \cos \phi \leq 1$) при первичном токе сети $I_1=0,2 \cdot I_{ном}$ ($0,5 \leq \cos \phi \leq 1$) при первичном токе сети $I_1=1,0 \cdot I_{ном}$ ($0,5 \leq \cos \phi \leq 1$) при первичном токе сети $I_1=1,2 \cdot I_{ном}$ ($0,5 \leq \cos \phi \leq 1$)	$\pm (2,89...5,49)\%$ $\pm (1,88...3,91)\%$ $\pm (1,69...2,99)\%$ $\pm (1,69...2,99)\%$
20	Доверительные границы относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии для ИК №№ 5-9 при первичном токе сети $I_1=0,05 \cdot I_{ном}$ ($1 \geq \sin \phi \geq 0,5$) при первичном токе сети $I_1=0,2 \cdot I_{ном}$ ($1 \geq \sin \phi \geq 0,5$) при первичном токе сети $I_1=1,0 \cdot I_{ном}$ ($1 \geq \sin \phi \geq 0,5$) при первичном токе сети $I_1=1,2 \cdot I_{ном}$ ($1 \geq \sin \phi \geq 0,5$)	$\pm (2,89...5,17)\%$ $\pm (2,89...3,86)\%$ $\pm (1,69...3,54)\%$ $\pm (1,69...3,54)\%$
21	Доверительные границы относительной погрешности измерения активной электрической энергии для ИК №№ 3,4 при первичном токе сети $I_1=0,05 \cdot I_{ном}$ ($0,5 \leq \cos \phi \leq 1$) при первичном токе сети $I_1=0,2 \cdot I_{ном}$ ($0,5 \leq \cos \phi \leq 1$) при первичном токе сети $I_1=1,0 \cdot I_{ном}$ ($0,5 \leq \cos \phi \leq 1$) при первичном токе сети $I_1=1,2 \cdot I_{ном}$ ($0,5 \leq \cos \phi \leq 1$)	$\pm (2,89...5,49)\%$ $\pm (1,62...3,27)\%$ $\pm (1,5...2,62)\%$ $\pm (1,5...2,62)\%$
22	Доверительные границы относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии для ИК № 3,4 при первичном токе сети $I_1=0,05 \cdot I_{ном}$ ($1 \geq \sin \phi \geq 0,5$) при первичном токе сети $I_1=0,2 \cdot I_{ном}$ ($1 \geq \sin \phi \geq 0,5$) при первичном токе сети $I_1=1,0 \cdot I_{ном}$ ($1 \geq \sin \phi \geq 0,5$) при первичном токе сети $I_1=1,2 \cdot I_{ном}$ ($1 \geq \sin \phi \geq 0,5$)	$\pm (2,89...4,87)\%$ $\pm (2,89...3,43)\%$ $\pm (1,69...3,07)\%$ $\pm (1,69...3,07)\%$
23	Доверительные границы относительной погрешности измерения активной электрической энергии для ИК №№ 1,2 при первичном токе сети $I_1=0,05 \cdot I_{ном}$ ($0,5 \leq \cos \phi \leq 1$) при первичном токе сети $I_1=0,2 \cdot I_{ном}$ ($0,5 \leq \cos \phi \leq 1$) при первичном токе сети $I_1=1,0 \cdot I_{ном}$ ($0,5 \leq \cos \phi \leq 1$) при первичном токе сети $I_1=1,2 \cdot I_{ном}$ ($0,5 \leq \cos \phi \leq 1$)	$\pm (2,89...5,49)\%$ $\pm (2,16...5,59)\%$ $\pm (1,68...2,99)\%$ $\pm (1,68...2,99)\%$

24	Доверительные границы относительной погрешности измерения реактивной электрической энергии для ИК №№ 1,2 при первичном токе сети $I_1=0,05 \cdot I_{ном} (1 \geq \sin\phi \geq 0,5)$ при первичном токе сети $I_1=0,2 \cdot I_{ном} (1 \geq \sin\phi \geq 0,5)$ при первичном токе сети $I_1=1,0 \cdot I_{ном} (1 \geq \sin\phi \geq 0,5)$ при первичном токе сети $I_1=1,2 \cdot I_{ном} (1 \geq \sin\phi \geq 0,5)$	$\pm (2,89...4,87)\%$ $\pm (2,89...3,43)\%$ $\pm (1,69...3,07)\%$ $\pm (1,69...3,07)\%$
----	---	--

Абсолютная погрешность хода системных часов с учетом коррекции по GPS

$\pm 5c$

Предел допускаемой относительной погрешности передачи и обработки данных

$\pm 0,001\%$

АИИС КУЭ ОАО «Электросеть» максимально автоматизирована и обеспечивает автоматическое выполнение следующих функций:

- хранение информации в счетчиках
 - сбор информации со счетчиков и УСПД и хранение ее в единой базе данных,
 - расчетные задачи с полученной информацией,
 - обмен информацией с другими системами сбора информации,
 - ведение базы данных заданной глубины хранения, содержащей, кроме принятой и расчетной информации, нормативно-справочную информацию по предприятиям и объектам, входящим в систему.....более 35 суток,
 - цикличность сбора результатов измерений и состояний средств Измерений, интервал30 минут
 - автоматизированный доступ к информации с удаленных ПЭВМ, входящих в состав системы, к серверу в соответствии с правами доступа,
 - формирование различных типов отчетов в виде любых форм, требуемых пользователю,
 - отображение на дисплее и печать информации в виде графиков, таблиц и диаграмм с возможностями анализа отображаемой информации,
 - коррекция текущего времени 1 раз в сутки
 - защита информации от несанкционированного доступа при параметрировании счетчика.....реализована спомощью пароля
 - защита информации от несанкционированного доступа при конфигурировании и инастройке АИИС.....реализована с помощью пароля
 - защита передачи информации от несанкционированного доступа от счетчика в сервер ИВК.....реализована с помощью пароля
 - имеется резервное электрическое питание счетчиков электрической энергии
 - предусмотрена возможность считывания информации со счетчика автономным способом,
 - предусмотрена возможность визуального контроля информации на счетчике,
 - глубина хранения результатов измерений, состояния объектов в Сервере..... не менее 3.5 лет
- Показатели надежности системы, не хуже:
 Счетчики-СЭТ-4ТМ.03.

-средняя наработка на отказ- не менее 90000 часов,
 среднее время восстановления – не более 10 часов
 Промконтроллер ВЭП 01.

-средняя наработка на отказ- не менее 35000 часов,
 -среднее время восстановления – не более 24 часов

Для трансформаторов тока и напряжения в соответствии с ГОСТ 7746-2001 и 1983-2001

-средняя наработка на отказ – не менее 40000 часов

-средний срок службы –30лет

СОЕВ.

-коэффициент готовности- не хуже 0,95,

-среднее время восстановления не более -168 часов

ИВК.

-среднее время восстановления не более -1 часа,

-коэффициент готовности не менее-0,99

Канал связи между ИИК и ИВКЭ:

- выделенная линия связи обеспечивающая скорость передачи не менее 9600 бит/с и коэффициент готовности не хуже 0,95

Срок службы системы –не менее 20 лет

Знак утверждения типа

Знак утверждения типа наносится на титульных листах эксплуатационной документации системы типографским способом

Комплектность

В комплект АИИС КУЭ ОАО «Электросеть» входят

Наименование компонента системы	Количество	Примечание
Трансформаторы тока типа: ТВ 110/52	12шт- 6т шт- кл.т 1,0	ГРН№3190-72
ТФНД 110 М II	6 шт-- кл т 0,5 15шт- кл т 0,5	ГРН№2793-71
Трансформаторы напряжения типа: НКФ-110-57	12шт- кл.т 0,5 15 шт- кл.т 1,0	ГРН№14205-94
Электросчетчики: СЭТ-4ТМ03	9шт-кл т 0,5/1,0	ГРН№27524-04
УСПД - серии ВЭП 01	3 шт.	ГРН№25556-03
УСПД - серии ВЭП 01С	1 шт	
- сервер сбора данных; -ЖК монитор Mitsubishi; -источник бесперебойного питания (ИБП) APC UPS 1000 VA ; -проводной модем для выделенных линий ZyXEL U-336S; -модем сотовой связи стандарта GSM 900/1800 MC-35i Terminal Siemens. Рабочая станция АРМ оператора системы в составе:		Руководство пользователя Техническая документация

<p>системный блок P4/2,6 GHz/256Mb RAM/80Gb, HDD/CD/LAN/k&m/WinXP, ЖК монитор Mitsubishi , -программное обеспечение: «VER_Client 4.0», «Energy 1.3»;</p>		
<p>Эксплуатационная документация: Паспорт на ТТ, Паспорт на ТН, Паспорт на счетчик, Паспорт на контроллер ВЭП-01. Руководство по эксплуатации АИИС КУЭ Формуляр АИИС КУЭ Методика поверки</p>	<p>Экз- в соответствии с количеством ТТ Экз- в соответствии с количеством ТН Экз- в соответствии с количеством счетчиковТТ 1Экз 1Экз 1Экз 1Экз</p>	

Поверка

Поверка производится в соответствии с документом о поверке - Методика поверки МП 4222-02-6315501876-2006, разработанной ООО «Промсервис СД и утвержденной ГЦИ СИ- ФГУ «Самарский ЦСМ» 01.04.2006 г. Межповерочный интервал – 4 года.

Оборудование и вспомогательные средства ,используемые при поверке

Персональный компьютер в комплекте с ПО MeterLink 3.3.1 и оптическим щупом .
 Секундомер СоСпр 2 δ-2,(0-60 мин),2 кл.т,
 Термометр лабораторный ТЛ-4 по ГОСТ 2045-71
 Диапазон измерений (- 50...+100)°С, класс точности 0,1, цена деления 0,1°С
 Барометр –анероид, БАММ Относительная погрешность ±5%;
 Атмосферное давление 80...106 кПа
 Психрометр М-4 М класс точности 2,0
 Приемник радиосигналов точного времени

Нормативные и технические документы

1. ГОСТ 22261-94 "Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия".
2. Система измерительно-информационная автоматизированная коммерческого учета электрической энергии АИИС КУЭ ОАО «Электросеть» Технорабочий проект. ПССД.424347.004
3. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные метрологические характеристики. Общие требования. — М.: РАО «ЕЭС России», 1998
- 4.ГОСТ 7746-01»Трансформаторы тока .Общие технические условия.
5. ГОСТ 1983-01«Трансформаторы напряжения, Общие технические условия

6. ГОСТ30206-94 «Межгосударственный стандарт. «Статические счетчики ватт-часов активной энергии переменного тока (класс точности 0,2S и 0,5S)»
- 7.МИ 2439-97 ГСИ Метрологические характеристики измерительных систем. Номенклатура. Принципы регламентации, определения и контроля.
- 8.ГОСТ Р 8.596-02. «Метрологическое обеспечение систем».

Заключение

Тип системы измерительно-информационной автоматизированной коммерческого учета электрической энергии ОАО «Электросеть» утвержден с техническими и метрологическими характеристиками, приведенными в настоящем описании типа, метрологически обеспечен при изготовлении и в эксплуатации.

Изготовитель:

ООО «Промсервис СД»
443068, г. Самара.
ул. Конноармейская, 13

Директор ООО «Промсервис СД»



В.В.Сергеев

ПРИЛОЖЕНИЕ А: Таблица соответствия присоединений, счетчиков, Т/Т, Т/Н и их классов точности на ОАО "Электросеть"

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
9	ТЭЦ ВАЗа "ПКЗ-2" 2 сек. 110кВ яч.30	Актив. Реакт.	СЭГ-4ТМ.03.01	0,5S 1,0	0109058139	2 кв.2005г	ТФНД-110М-II	562, 411, 414	750/1	0,5	29.09.05	НКФ-110-57	902390, 902395, 905794	110000/1 00	1,0	21.06.2006	0,23%	ВЭП-01 2005030 0221

ПРИЛОЖЕНИЕ В: Расчет предела допускаемой погрешности ИК на ОАО "Электросеть"

наименование объекта учета (контролируемо ГО присоединения)	Первичный ток, % от номинально ГО	Cosφ	Составляющие погрешности ИК.													Погрешност ь ИК			
			d _J , %	φ _J , мин.	d _U , %	φ _U , мин.	d _{ср} , %		d _Л , %	d _{с.о.с} , %		d _{ср} , %	d _{с.н.У} , %		d _{ВУ} , %				
							акт.	реакт.		акт.	реакт.		акт.	реакт.		акт.	реакт.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
ТЭЦ ВАЗа "ОВ-12" 1, 2 сек. 110кВ вч.38 , ТЭЦ ВАЗа "ТОРОД-1" 1 сек. 110кВ вч.42, ТЭЦ ВАЗа "ТОРОД-2" 2 сек. 110кВ вч.34, ТЭЦ ВАЗа "ПКЗ-1" 1 сек. 110кВ вч.28, ТЭЦ ВАЗа "ПКЗ-2" 2 сек. 110кВ вч.30	2	0,5	1,5	90	1,0	40	4,95	1,65	0,25	1,0	1,0	0,1	0,2	2,0	2,0	5,49	3,54		
			0,6	90	1,0	40	3,81	2,14	0,25	1,0	1,0	0,1	0,2	2,0	2,0	5,26	3,84		
			0,7	90	1,0	40	2,91	2,80	0,25	1,0	1,0	0,1	0,2	2,0	2,0	4,52	4,32		
			0,8	90	1,0	40	2,14	3,81	0,25	1,0	1,0	0,1	0,2	2,0	2,0	3,96	5,17		
			0,9	90	1,0	40	1,38	5,90	0,25	1,0	1,0	0,06	0,2	2,0	2,0	2,89	2,89		
			1	90	1,0	40	0,00		0,25	1,0		0,06	0,2	2,0	2,0	2,89			
			0,5	45	1,0	40	3,02	1,01	0,25	0,6	1,0	0,2	1,2	2,0	0,1	0,2	2,0	3,91	3,09
			0,6	45	1,0	40	2,33	1,31	0,25	0,6	1,0	0,2	1,2	2,0	0,1	0,2	2,0	3,28	3,22
			0,7	45	1,0	40	1,78	1,71	0,25	0,6	1,0	0,2	1,2	2,0	0,1	0,2	2,0	2,84	3,44
			0,8	45	1,0	40	1,31	2,33	0,25	0,6	1,0	0,2	1,2	2,0	0,1	0,2	2,0	2,51	3,86
0,9	45	1,0	40	0,85	3,61	0,25	0,5	1,0	0,06	0,2	1,0	0,06	0,2	1,0	2,10	2,89			
1	45	1,0	40	0,00		0,25	0,5		0,06	0,2	1,0	0,06	0,2	1,0	1,88				
0,5	30	1,0	40	2,51	0,84	0,25	0,6	1,0	0,2	1,2	2,0	0,1	0,2	2,0	2,99	2,97			
0,6	30	1,0	40	1,93	1,09	0,25	0,6	1,0	0,2	1,2	2,0	0,1	0,2	2,0	2,89	3,07			
0,7	30	1,0	40	1,48	1,42	0,25	0,6	1,0	0,2	1,2	2,0	0,1	0,2	2,0	2,54	3,23			
0,8	30	1,0	40	1,09	1,93	0,25	0,6	1,0	0,2	1,2	2,0	0,1	0,2	2,0	2,29	2,99			
0,9	30	1,0	40	0,70	2,99	0,25	0,5	1,0	0,06	0,2	1,0	0,06	0,2	1,0	1,69	1,69			
1	30	1,0	40	0,00		0,25	0,5		0,06	0,2	1,0	0,06	0,2	1,0	1,69				
0,5	30	1,0	40	2,51	0,84	0,25	0,6	1,0	0,2	1,2	2,0	0,1	0,2	2,0	2,99	2,97			
0,6	30	1,0	40	1,93	1,09	0,25	0,6	1,0	0,2	1,2	2,0	0,1	0,2	2,0	2,89	2,98			
0,7	30	1,0	40	1,48	1,42	0,25	0,6	1,0	0,2	1,2	2,0	0,1	0,2	2,0	2,54	2,96			
0,8	30	1,0	40	1,09	1,93	0,25	0,6	1,0	0,2	1,2	2,0	0,1	0,2	2,0	2,29	2,99			
0,9	30	1,0	40	0,70	2,99	0,25	0,5	1,0	0,06	0,2	1,0	0,06	0,2	1,0	1,69	1,69			
1	30	1,0	40	0,00		0,25	0,5		0,06	0,2	1,0	0,06	0,2	1,0	1,69				

ПРИЛОЖЕНИЕ В: Расчет предела допускаемой погрешности ИК на ОАО "Электросеть"

наименование объекта учета (контролируемо ГО присоединения)	Первичный ток, % от номинально ГО	Cosφ	Составляющие погрешности ИК.														Погрешност ь ИК	
			d _J , %	φ _J , мин.	d _U , %	φ _U , мин.	d _q , %		d _L , %	d _{c.o} , %		d _{ctb} %	d _{c.nU} , %		d _W , %			
							акт.	реакт.		акт.	реакт.		акт.	реакт.		акт.	реакт.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
ГОТЭЦ "ОВ-12", ГОТЭЦ "ТОРД-32"	5	0,5	1,5	90	0,5	20	4,63	1,54	0,25	1,0	1,0	0,1	0,2	2,0	2,0	5,49	3,34	
		0,6	1,5	90	0,5	20	3,56	2,01	0,25	1,0	1,0	0,1	0,2	2,0	2,0	4,96	3,63	
		0,7	1,5	90	0,5	20	2,73	2,62	0,25	1,0	1,0	0,1	0,2	2,0	2,0	4,27	4,08	
		0,8	1,5	90	0,5	20	2,01	3,56	0,25	1,0	1,0	0,1	0,2	2,0	2,0	3,75	4,87	
		0,9	1,5	90	0,5	20	1,29	5,52	0,25	1,0	1,0	0,06	0,2	2,0	2,0	2,89	2,89	
		1	1,5	90	0,5	20	0,00		0,25	1,0			0,06	0,2	2,0		2,89	
		0,5	0,75	45	0,5	20	2,47	0,82	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	3,27	2,87
		0,6	0,75	45	0,5	20	1,90	1,07	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,77	2,96
		0,7	0,75	45	0,5	20	1,46	1,40	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,42	3,13
		0,8	0,75	45	0,5	20	1,07	1,90	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,16	3,43
0,9	0,75	45	0,5	20	0,69	2,95	0,25	0,5	1,0	1,0	0,06	0,2	1,0	2,0	1,79	2,89		
1	0,75	45	0,5	20	0,00		0,25	0,5			0,06	0,2	1,0		1,62			
0,5	0,5	30	0,5	20	1,81	0,60	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,62	2,74		
0,6	0,5	30	0,5	20	1,39	0,78	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,30	2,80		
0,7	0,5	30	0,5	20	1,07	1,02	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,07	2,89		
0,8	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	1,91	2,99		
0,9	0,5	30	0,5	20	0,51	2,16	0,25	0,5	1,0	1,0	0,06	0,2	1,0	2,0	1,60	1,69		
1	0,5	30	0,5	20	0,00		0,25	0,5			0,06	0,2	1,0		1,50			
0,5	0,5	30	0,5	20	1,81	0,60	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,62	2,74		
0,6	0,5	30	0,5	20	1,39	0,78	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,30	2,80		
0,7	0,5	30	0,5	20	1,07	1,02	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,07	2,89		
0,8	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	1,91	2,99		
0,9	0,5	30	0,5	20	0,51	2,16	0,25	0,5	1,0	1,0	0,06	0,2	1,0	2,0	1,60	1,69		
1	0,5	30	0,5	20	0,00		0,25	0,5			0,06	0,2	1,0		1,50			
0,5	0,5	30	0,5	20	1,81	0,60	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,62	2,74		
0,6	0,5	30	0,5	20	1,39	0,78	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,30	2,80		
0,7	0,5	30	0,5	20	1,07	1,02	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,07	2,89		
0,8	0,5	30	0,5	20	0,78	1,39	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	1,91	2,99		
0,9	0,5	30	0,5	20	0,51	2,16	0,25	0,5	1,0	1,0	0,06	0,2	1,0	2,0	1,60	1,69		
1	0,5	30	0,5	20	0,00		0,25	0,5			0,06	0,2	1,0		1,50			

ПРИЛОЖЕНИЕ Б: Расчет предела допускаемой погрешности ИК на ОАО "Электросеть"

наименование объекта учета (контролируемо го присоединения)	Первичный ток, % от номинально го	Cosφ	Составляющие погрешности ИК.														Погрешность ИК	
			d _л , %	φ _л , мин.	d _u , %	φ _u , мин.	d _φ , %		d _{лр} , %	d _{с.ср} , %		d _{ср} , %	d _{ср} , %	d _{с.нп} , %		d _w , %		
							акт.	реакт.		акт.	реакт.			акт.	реакт.		акт.	реакт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
ЛПШ-5000000 "п/с СЕВЕРНАЯ" №10, ЛПШ-5000000 "ОВ-12" №8	5	0,5	3,00	180,00	0,5	20	9,10	3,03	0,25	1,0	1,0	0,1	0,2	2,0	2,0	5,49	4,61	
		0,6	3,00	180,00	0,5	20	7,00	3,94	0,25	1,0	1,0	0,1	0,2	2,0	2,0	5,46	5,38	
		0,7	3,00	180,00	0,5	20	5,36	5,15	0,25	1,0	1,0	0,1	0,2	2,0	2,0	5,49	5,43	
		0,8	3,00	180,00	0,5	20	3,94	7,00	0,25	1,0	1,0	0,1	0,2	2,0	2,0	5,48	5,46	
		0,9	3,00	180,00	0,5	20	2,54	10,84	0,25	1,0	1,0	0,06	0,2	2,0	2,0	2,89	2,89	
		1	3,00	180,00	0,5	20	0,00		0,25	1,0			0,06	0,2	2,0		2,89	
		0,5	1,50	90,00	0,5	20	4,63	1,54	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	5,59	3,34
		0,6	1,50	90,00	0,5	20	3,56	2,01	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	4,55	3,63
		0,7	1,50	90,00	0,5	20	2,73	2,62	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	3,79	4,08
		0,8	1,50	90,00	0,5	20	2,01	3,56	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	3,19	4,87
0,9	1,50	90,00	0,5	20	1,29	5,52	0,25	0,5	1,0	1,0	0,06	0,2	1,0	2,0	2,59	2,89		
1	1,50	90,00	0,5	20	0,00		0,25	0,5			0,06	0,2	1,0		2,16			
0,5	1,00	60,00	0,5	20	3,18	1,06	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,99	2,99		
0,6	1,00	60,00	0,5	20	2,45	1,38	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,97	2,98		
0,7	1,00	60,00	0,5	20	1,87	1,80	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,84	2,94		
0,8	1,00	60,00	0,5	20	1,38	2,45	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,47	2,97		
0,9	1,00	60,00	0,5	20	0,89	3,79	0,25	0,5	1,0	1,0	0,06	0,2	1,0	2,0	1,67	1,69		
1	1,00	60,00	0,5	20	0,00		0,25	0,5			0,06	0,2	1,0		1,78			
0,5	1,00	60,00	0,5	20	3,18	1,06	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,89	2,87		
0,6	1,00	60,00	0,5	20	2,45	1,38	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,87	2,99		
0,7	1,00	60,00	0,5	20	1,87	1,80	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,84	2,98		
0,8	1,00	60,00	0,5	20	1,38	2,45	0,25	0,6	1,0	1,0	0,1	0,2	1,2	2,0	2,47	2,87		
0,9	1,00	60,00	0,5	20	0,89	3,79	0,25	0,5	1,0	1,0	0,06	0,2	1,0	2,0	1,69	1,69		
1	1,00	60,00	0,5	20	0,00		0,25	0,5			0,06	0,2	1,0		1,68			