

Методики применения прибора «Энергомонитор 3.3Т1»

Санкт-Петербург
2009

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. Государственная поверка и калибровка	4
1.1. Поверка счетчиков электрической энергии	4
1.2. Поверка измерительных трансформаторов напряжения	6
1.3. Поверка измерительных трансформаторов тока	7
1.4. Поверка установок для поверки счетчиков электрической энергии	8
1.5. Поверка измерительных приборов.....	9
2. Проверка характеристик измерительных каналов АИИС и их компонентов.....	10
2.1. Проверка правильности подключения счетчиков электрической энергии.....	10
2.2. Контроль метрологических характеристик счетчиков электрической энергии.....	11
2.3. Контроль метрологических характеристик измерительных каналов в сети 0,4 кВ.....	11
2.4. Определение падения напряжения в линии присоединения счетчика к ТН	12
2.5. Проверки ТТ в реальных условиях эксплуатации.....	13
2.5.1. <i>Определение коэффициента трансформации ТТ для сети 0,4 кВ..</i>	<i>13</i>
2.5.2. <i>Измерение нагрузки ТТ.....</i>	<i>15</i>
2.6. Измерение нагрузки ТН	15
3. Энергопотребление	18
3.1. Снятие суточного графика нагрузки в сети 0,4 кВ.....	18
3.2. Снятие суточного графика нагрузки в сети 6–330 кВ	19
3.3. Прямое измерение средней электрической мощности за полчаса интервал в сети 0,4 кВ	19
4. Регистрация и анализ ПКЭ	20
4.1. Общие сведения	20
4.1.1. <i>Общие сведения о влиянии качества электрической энергии на энергоэффективность.....</i>	<i>20</i>
4.1.2. <i>Нормативные документы в области качества электрической энергии.....</i>	<i>24</i>
4.1.3. <i>Область применения прибора «Энергомонитор 3.3Т1» в сфере контроля качества электрической энергии.....</i>	<i>26</i>
4.2. Регистрация ПКЭ в сети 0,4 кВ	26
4.3. Измерения ПКЭ в высоковольтных сетях	27
5. Энергоаудит и определение потерь мощности.	28
5.1. Определение потери мощности в линии электроснабжения в сети 0,4 кВ.....	28
5.2. Определение распределения нагрузки по фазам в сети 0,4 кВ	29
5.3. Определение параметров потребления токоприемников в сети 0,4 кВ	30
6. Высоковольтные испытания оборудования.....	31
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	32

ВВЕДЕНИЕ

Предлагаем Вашему вниманию краткий обзор методик по использованию прибора для измерений электроэнергетических величин и показателей качества электрической энергии «Энергомонитор 3.3Т1» (далее — «ЭМ 3.3Т1»).

Сферы применения прибора следующие:

- государственная поверка и калибровка электроизмерительных приборов и счетчиков электрической энергии;
- проверка характеристик измерительных каналов автоматизированных информационно-измерительных систем (АИИС) и их компонентов (счетчиков электрической энергии, измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), вторичных цепей) на местах эксплуатации;
- ведение коммерческих расчетов с потребителями электрической энергии;
- регистрация и анализ показателей качества электрической энергии (ПКЭ);
- энергоаудит, энергосбережение и определение потерь электрической мощности;
- высоковольтные испытания оборудования.



Прибор «Энергомонитор 3.3Т1»

1. Государственная поверка и калибровка

1.1. Поверка счетчиков электрической энергии

Характеристики прибора «ЭМ 3.3Т1» позволяют использовать его для поверки однофазных и трехфазных счетчиков электрической энергии класса точности 0,5S и менее точных в соответствии с ГОСТ 8.584 [1], ГОСТ 8.259 [2], а также МИ 3322 [3].

Основной комплект испытательного оборудования

- «ЭМ 3.3Т1» как прибор сравнения;
- блоки трансформаторов тока (БТТ) с $I_n = 0,5; 5$ или 50 А для измерения:
 - активной мощности с допускаемой основной относительной погрешностью $\pm 0,1$ %;
 - реактивной мощности с допускаемой основной относительной погрешностью $\pm 0,3$ %;
- устройства фотосчитывающие УФС-Э (для приема индикаторных импульсов от светодиода счетчика) и УФС-И (для сканирования метки диска, рис. 1.1);
- пульт формирования импульсов (ПФИ) для приема телеметрических импульсов с испытательного выхода поверяемого счетчика.

Так же в комплект поверочной системы должен входить источник фиктивной мощности, например программируемый трехфазный источник «Энергоформа 3.3» (рис. 1.2).



Рис. 1.1. Счетчик с УФС-И, подключенный к «ЭМ 3.3Т1»



Рис. 1.2. Источник «Энергоформа 3.3»

Порядок измерений

После подключения приборов и запуска замера на экране «ЭМ 3.3Т1» появится окно результатов поверки (рис. 1.3). По завершении замера в этом окне отобразится относительная погрешность поверяемого счетчика (или комплекса ТТ–счетчик). После нажатия клавиши «ENT» на пункте «Остановка замера №» появится пункт «Запомнить замер №», позволяющий сохранить результат измерения погрешности в архив прибора. Перед проведением следующего замера можно изменить значения токов, напряжений, коэффициента мощности и мощности, подаваемых на поверяемый счетчик.

		12/07/07 13:01:20		
		A (A-B)	B (B-C)	C (C-A)
Uф (В)		60.032	60.018	60.011
Iф (А)		5.0004	5.0004	5.0009
Uл (В)		103.96	103.94	103.96
Кр		0.50L	0.50L	0.49L
КрΣ			PΣ (Вт)	450.205
время			SΣ (ВА)	
счета (сек)	6		QΣ (Вар)	
ПОГРЕШНОСТЬ (%)		0.25		
→ ОСТАНОВКА ЗАМЕРА № 1		00000004		
осталось время (сек)		5		
120 В / Т 10 А		3Ф. 4пр.		

Рис. 1.3. Окно результатов поверки счетчика

С помощью программы «Энергоформа», входящей в комплект источника «Энергоформа 3.3», на компьютере (ПК) можно:

- задавать на источнике требуемые параметры испытательных сигналов;
- сохранять испытательные сигналы в файле на ПК;
- оформлять протоколы.

Программа «Энергомониторинг средств измерений», входящая в комплект «ЭМ 3.3Т1», позволяет:

- считывать на ПК хранящиеся в приборе архивы результатов поверок электросчетчиков через последовательный интерфейс USB или RS-232;
- создавать протоколы поверки счетчиков.

1.2. Поверка измерительных трансформаторов напряжения

1.2.1. «ЭМ 3.3Т1» может быть использован в качестве прибора сравнения при поверке ТН классов точности 0,2 и менее точных при номинальном напряжении вторичной обмотки 57 или 100 В. Испытания проводятся в соответствии с ГОСТ 8.216 (по схеме на черт.1) [4], МИ 3050, МИ 3239 или МИ 3314 [3]. Определение погрешностей ТН следует проводить при значениях первичного напряжения 80, 100 и 120 % от номинального значения и значениях мощности нагрузки 25 и 100 % от номинальной.

Основной комплект испытательного оборудования

- «ЭМ 3.3Т1» как прибор сравнения с дополнительным устройством УПТН;
- эталонный масштабный преобразователь напряжения ПВЕ;
- источник высокого напряжения;
- магазин нагрузочных сопротивлений.

Порядок измерений

Для измерения погрешности ТН необходимо переключить тумблер УПТН в положение «Измерение», при этом напряжение с эталонного ТН подается на вход U_B «ЭМ 3.3Т1», а напряжение с поверяемого ТН — на вход U_A «ЭМ 3.3Т1». «ЭМ 3.3Т1» измерит характеристики поверяемого ТН, и на его экране отобразится окно результатов поверки (рис. 1.4).

Заданные и измеренные значения			
S:	7.5 ВА	U_N	100.000 В
S_N	30.0 ВА	$U_{A(1)}$	60.020 В
S/S_N	25.0 %	$U_{B(1)}$	61.013 В
		$U_{B(1)}/U_N$	61.01 %
ПОГРЕШНОСТЬ			
		ГРУБО	ТОЧНО
$(U_{A(1)} - U_{B(1)}) / U_{B(1)}$		-0.173 %	-0.067 %
$\angle(U_{A(1)}, U_{B(1)})$		0.030 °	1.179 °
→ ЗАПУСК ЗАМЕРА		№ 1	
120 В / Т 10 А		3Ф.4пр.	

Рис. 1.4. Окно результатов поверки ТН

В этом окне отображаются «точные» значения:

- амплитудной погрешности поверяемого ТН Δf_U , %: $[(U_{A(1)} - U_{B(1)}) / U_{B(1)}] \cdot 100$;
- угловой погрешности поверяемого ТН $\Delta \delta_U$, мин: $\angle(U_{A(1)}, U_{B(1)})$.

Так же в этом окне в столбце «Грубо» отображаются дополнительные значения погрешностей, при расчете которых не учитываются различия характеристик измерительных каналов, измеренные при коррекции.

Если погрешности поверяемого ТН превышают $\pm 1^\circ$ по углу и/или $\pm 2\%$ по модулю, то в столбце «Точно» (рис. 1.4) отображаются символы «*****». В этом случае значения погрешностей поверяемого ТН следует смотреть в столбце «Грубо». Для достижения необходимой точности измерений при каждом новом значении напряжения необходимо проводить коррекцию.

Результаты измерения погрешностей можно сохранить в архиве «ЭМ 3.3Т1». С помощью программы «Поверка трансформаторов» эти архивы можно сохранить на ПК, а также сформировать протокол поверки.

1.2.2. «ЭМ 3.3Т1» позволяет при поверке ТН на месте эксплуатации измерить **полную мощность во вторичной цепи ТН**. Измерение реальной нагрузки вторичной цепи ТН (полной мощности) дает возможность определить, работает ли ТН в своем классе точности. Измерения проводятся по аттестованной методике выполнения измерений (МВИ) [3].

При измерениях используются токоизмерительные клещи с $I_n=5$ А. При этом погрешность измерений полной мощности не превышает 4 % в диапазоне мощностей 18–750 ВА. Это соответствует диапазону нагрузок 25–100 %, т. к. большинство ТН класса 0,5 напряжений 6–330 кВ имеют номинальную мощность из ряда от 75 до 400 ВА (см. табл. 1.1).

Таблица 1.1

Основные характеристики ТН

Тип ТН	Номинальное напряжение обмоток, В		Номинальная мощность, ВА, в классе точности			Максимальная мощность, ВА
	ВН	НН	0,5	1,0	3,0	
НОМ-6	6000	100	50	75	200	400
НОМ-10	10 000	100	75	150	300	640
НОМ-35	35 000	100	150	250	600	1200
НТМК-6-48	6000	100	75	150	300	640
НТМК-10	10 000	100	120	200	500	960
НТМИ-6	6000	100	75	150	300	640
НТМИ-10	10 000	100	120	200	500	960
ЗНОМ-15-72	$6000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	50	75	200	400
ЗНОМ-15-72	$10\,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	75	150	300	640
ЗНОМ-20	$18\,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	90	150	300	640
НКФ-110	$110\,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	400	600	1200	2000
НКФ-220-58	$220\,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	400	600	1200	2000
НКФ-330	$330\,000/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	400	600	1200	2000

Примечание

При поверке «ЭМ 3.3Т1» заменяет приборы, необходимые для определения условий поверки: измеритель нелинейных искажений, частотомер, фазоуказатель, измеритель несимметрии.

1.3. Поверка измерительных трансформаторов тока

«ЭМ 3.3Т1» используется в качестве прибора сравнения при поверке ТТ, выпущенных по ГОСТ 7746, классов точности 0,2S и менее точных с номинальным вторичным током 1 или 5 А.

Основной комплект испытательного оборудования

- «ЭМ 3.3Т1» как прибор сравнения с дополнительным устройством УПТТ;
- эталонный ТТ типа ТТИП;
- источник тока ИТ-5000;
- магазин нагрузочных сопротивлений.

Порядок измерений

Испытания проводятся в соответствии с ГОСТ 8.217, черт. 3 [5].

Для измерения погрешности ТТ на УПТТ необходимо включить режим «Измерение», при этом токи вторичных обмоток поверяемого и эталонного ТТ подаются на токовые входы фаз А и В «ЭМ 3.3Т1» соответственно. «ЭМ 3.3Т1» измерит характеристики поверяемого ТТ, а на его экране отобразится окно результатов поверки (рис. 1.5).

12/07/08 13:01:20			
Заданные и измеренные значения			
S=	7.5 ВА	I _n	5.000 А
S _n	30.0 ВА	I _{A(1)}	5.000 А
S/S _n	25.0 %	I _{B(1)}	5.001 А
		I _{B(1)} /I _n	100.02 %
ПОГРЕШНОСТЬ			
		ГРУБО	ТОЧНО
(I _{A(1)} -I _{B(1)})/I _{B(1)}		-0.173 %	-0.067 %
I _{A(1)} ^I _{B(1)}		0.030 °	1.179 °
→ ЗАПУСК ЗАМЕРА		N 0 1	
120 В / Т 10 А		3Ф.4пр.	

Рис. 1.5. Окно результатов поверки ТТ

В этом окне отображаются «точные» значения:

- амплитудной погрешности поверяемого ТТ δ_{fi} , %: $[(I_{A(1)} - I_{B(1)}) / I_{B(1)}] \cdot 100$;
- угловой погрешности поверяемого ТТ $\Delta\delta_i$, мин: $\angle(I_{A(1)}, I_{B(1)})$.

Так же в этом окне в столбце «Грубо» отображаются дополнительные значения погрешностей, при расчете которых не учитываются различия характеристик измерительных каналов, измеренные при коррекции.

Если погрешности поверяемого ТТ превышают $\pm 1^\circ$ по углу и/или $\pm 2\%$ по модулю, то в столбце «Точно» (рис. 1.5) отображаются символы «*****». В этом случае значения погрешностей поверяемого ТТ следует смотреть в столбце «Грубо». Для достижения необходимой точности измерений при каждом новом значении тока необходимо проводить коррекцию.

Результаты измерения погрешностей можно сохранить в архиве «ЭМ 3.3Т1». С помощью программы «Поверка трансформаторов» эти архивы можно сохранить на ПК, а также сформировать протокол поверки.

1.4. Поверка установок для поверки счетчиков электрической энергии

Подключив «ЭМ 3.3Т1» к установке для проверки и регулировки счетчиков электрической энергии (например типа МК 6800, У 1134 и др.) вместо поверяемого счетчика, можно (в соответствии с методикой поверки данной установки) одновременно измерять прибором следующие характеристики установки:

- фазные и линейные напряжения ($U_A, U_B, U_C, U_{AB}, U_{BC}, U_{CA}$) с погрешностью 0,1 % (действующие значения и значения для 1-й гармоники);
- фазные токи (I_A, I_B, I_C) с погрешностью 0,1 % (действующие значения и значения для 1-й гармоники);
- углы между фазными напряжениями ($\angle(U_A, U_B); \angle(U_B, U_C); \angle(U_C, U_A)$) и между напряжениями и токами одноименных фаз ($\angle(U_A, I_A); \angle(U_B, I_B); \angle(U_C, I_C)$) с погрешностью 0,2°;
- фазные мощности и суммарную мощность с относительными погрешностями: 0,1 % — для активной, 0,2 % — для полной и 0,3 % — для реактивной мощности;

- коэффициенты нелинейных искажений фазных напряжений и токов.

При этом прибор может работать как эталонный преобразователь мощности класса 0,1 с частотным выходом F(p).

1.5. Поверка измерительных приборов

«ЭМ 3.3Т1», используемый в качестве эталона, позволяет выполнять поверку следующих средств измерений:

- однофазных и трехфазных ваттметров, варметров и измерительных преобразователей активной и реактивной мощностей;
- измерителей коэффициента мощности;
- энергетических фазометров и частотомеров;
- измерителей нелинейных искажений;
- вольтметров, амперметров и измерительных преобразователей напряжения и тока в промышленной области частот.

Поверка производится в соответствии с утвержденными методиками. В комплект поверочной системы должен входить источник тока, напряжения (в том числе искаженной формы) и фиктивной мощности, например программируемый трехфазный источник «Энергоформа 3.3» (рис. 1.2). Программа «Энергоформа» (рис. 1.6), входящая в комплект источника «Энергоформа 3.3», позволяет:

- проводить поверку измерительных приборов;
- задавать требуемые испытательные сигналы на источнике;
- сохранять испытательные сигналы в файле на ПК;
- считывать результаты поверок из прибора на ПК;
- формировать протоколы поверок измерительных приборов.

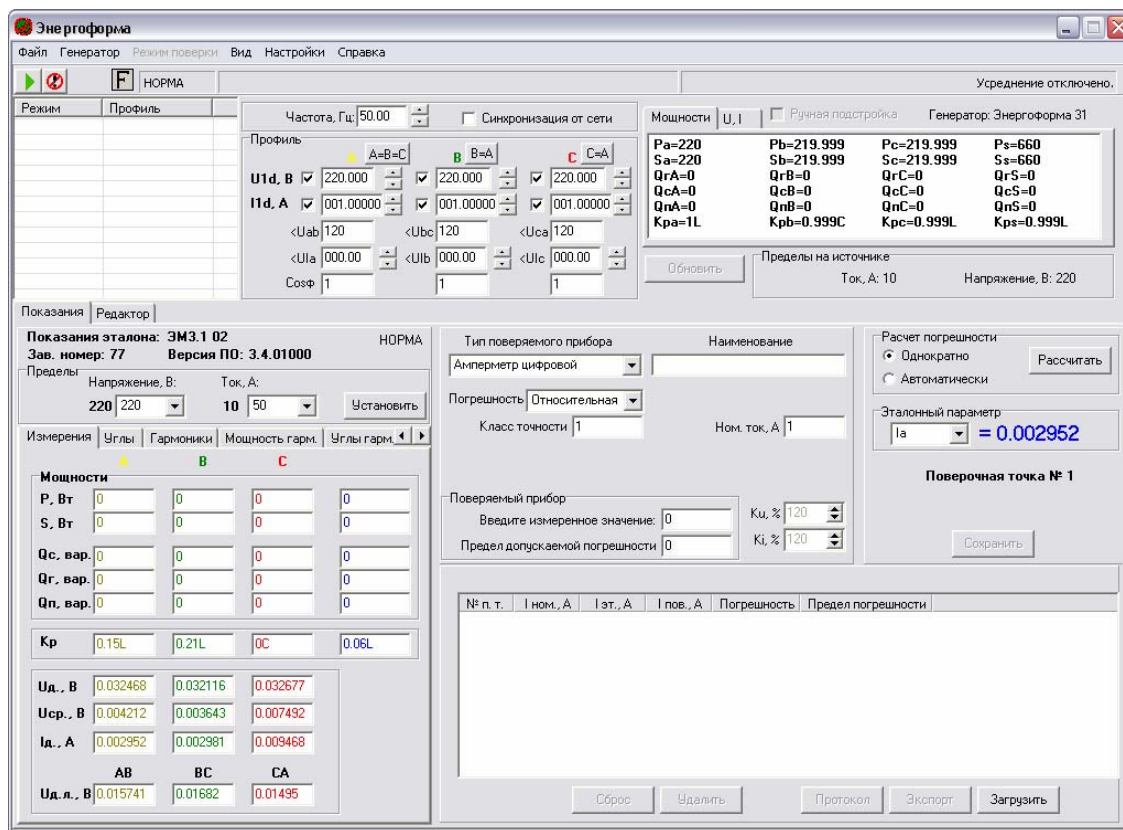


Рис. 1.6. Главное окно ПО «Энергоформа». Поверка амперметра

2. Проверка характеристик измерительных каналов АИИС и их компонентов

2.1. Проверка правильности подключения счетчиков электрической энергии

Используется «ЭМ 3.3Т1», укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_n = 5$ (10) А для счетчиков трансформаторного включения или 100 (1000; 3000) А для счетчиков прямого включения.

Подключение

Зажимы шупов для измерения напряжения подключаются к токонесущим проводникам (шинам) измеряемой сети в распределительном устройстве (РУ) или в измерительной клеммной колодке (ИКК) счетчика (для этого могут использоваться специальные насадки — адаптеры). А клещи подключаются к токовой измерительной цепи счетчика с учетом направления «генератор» → «нагрузка».

Перед проведением измерений в настройках «ЭМ 3.3Т1» выбрать время усреднения 5 с (рис. 2.1).

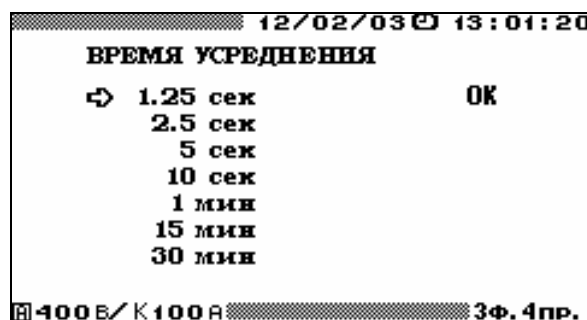


Рис. 2.1. Окно выбора времени усреднения «ЭМ 3.3Т1»

Чтобы убедиться в правильности подключения счетчика необходимо:

1. измерить активную мощность по каждой фазе (рис. 2.2);
2. измерить углы между током и напряжением и углы сдвига фаз (рис. 2.3).

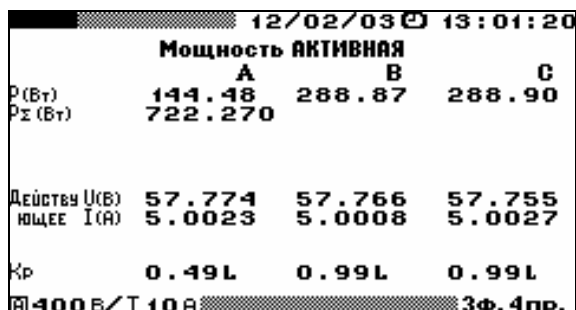


Рис. 2.2. Окно измерения активной мощности

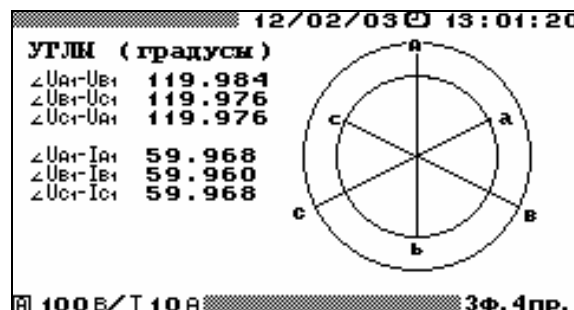


Рис. 2.3. Окно измерения углов

Счетчик электрической энергии подключен правильно, если:

- знак активной мощности в трех фазах одинаков: положительна — идет потребление, отрицательна — идет генерация;
- измеренные значения углов сдвига фаз напряжений положительны и равны $(120 \pm 10)^\circ$;
- углы между током и напряжением находятся в пределах $\pm 90^\circ$;
- чередование фаз напряжений прямое.

2.2. Контроль метрологических характеристик счетчиков электрической энергии

«ЭМ 3.3Т1» подключается как в п. 2.1. Рекомендуется использовать токоизмерительные клещи повышенной точности.

Оценить погрешность счетчика электрической энергии можно прямо на месте (без снятия нагрузки и отключения) с помощью устройства фотосчитывающего из комплекта прибора. Устройство крепится на счетчике, подключается к прибору и обеспечивает сканирование метки диска (или индикатора) и передачу телеметрических импульсов на прибор. В случае если метка диска нечеткая или есть сильная засветка счетчика, может использоваться ПФИ с ручной кнопкой для подачи импульсов. Рассчитанное значение погрешности отображается на дисплее прибора (оно может быть сохранено в архиве для создания протокола с помощью программы «Энергомониторинг средств измерений»). На основании этой информации принимается решение о замене счетчика.

Например, если проверяется счетчик класса точности 0,5 и измеренная погрешность превышает $\pm 1,5\%$, то счетчик следует заменить на исправный и провести его калибровку (поверку) в соответствии с п. 1.1.

Примечание

Рекомендуется проводить испытания в периоды (суточные зоны) как максимального, так и минимального потребления.

2.3. Контроль метрологических характеристик измерительных каналов в сети 0,4 кВ

Используется «ЭМ 3.3Т1», укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_n = 100 (1000; 300/3000) \text{ A}$.

Подключение

Зажимы щупов для измерения напряжения подключаются к токонесущим проводникам (шинам) измеряемой сети в РУ-0,4, а клещи устанавливаются на те же шины (рис. 2.4).

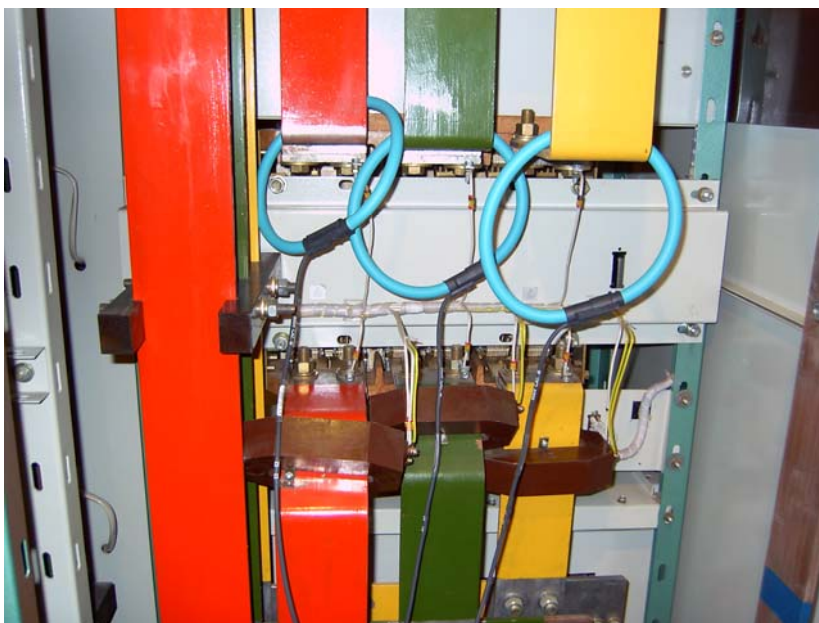


Рис. 2.4. Установка клещей 300 / 3000 А на шины

Измерения проводятся в соответствии с п. 1.1, но перед запуском замера в прибор вводится отношение первичного тока к вторичному.

Примечание

Рекомендуется проводить испытания в периоды (суточные зоны) как максимального, так и минимального потребления.

2.4. Определение падения напряжения в линии присоединения счетчика к ТН

Как известно, превышение допустимого значения потери напряжения происходит, как правило, по причине использования совместных цепей с устройствами релейной защиты, а также возрастания сопротивлений в местах присоединений при длительной эксплуатации.

Для измерения падения напряжения на линии, соединяющей зажимы выходной обмотки ТН с ИКК, расположенной рядом со счетчиком на пункте учета электрической энергии, необходимы два прибора «ЭМ 3.3Т1». Измерения проводятся по аттестованной МВИ [3]. Допускаемая относительная погрешность прибора при измерении напряжения — $\pm 0,1\%$. Основные технические характеристики наиболее распространенных ТН приведены в табл. 1.1.

Порядок проведения работ предусматривает следующие действия:

1. Подключить оба прибора (ЭМ1 и ЭМ2) к ИКК счетчика (рис. 2.5).

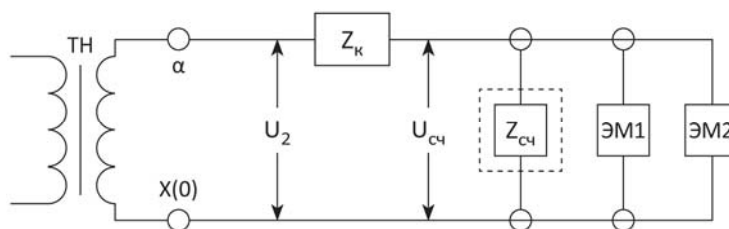


Рис. 2.5. Схема определения поправки (к п. 1):

ЭМ1, ЭМ2 — приборы «ЭМ 3.3Т1»; Z_k — импеданс линии; $Z_{сч}$ — импеданс нагрузки (счетчика)

2. Перед началом измерений необходимо синхронизировать внутренние часы обоих приборов.
3. Установить в обоих приборах время усреднения равным 15 мин.
4. Одновременно на обоих приборах войти в режим измерений «Ток, напряжение» и через 15 мин записать в протокол измеренные приборами ЭМ1 и ЭМ2 значения напряжений по каждой фазе.

Примечание

«ЭМ 3.3Т1» позволяет проводить измерение напряжений в трех фазах одновременно. При трехпроводной схеме подключения вместо фазных измеряются межфазные напряжения.

5. Закончить измерения на обоих приборах, отключить ЭМ2 от счетчика и подключить его к зажимам выходных обмоток ТН согласно рис. 2.6.

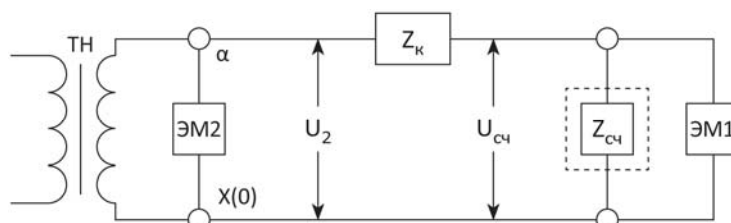


Рис. 2.6. Схема измерений (к п. 5):

ЭМ1, ЭМ2 — приборы «ЭМ 3.3Т1»; Z_k — импеданс линии; $Z_{сч}$ — импеданс нагрузки (счетчика)

6. Повторить п. 4.
7. Отключить приборы от цепей.

Пользуясь тем, что приборы одновременно измеряли и регистрировали вначале одно и то же напряжение, а затем напряжения на выходных клеммах ТН и ИКК, можно рассчитать поправку, а затем погрешность δ_d , вызванную падением напряжения во вторичных цепях измерительного ТН.

2.5. Проверки ТТ в реальных условиях эксплуатации

Данная методика распространяется на ТТ, выпущенные по ГОСТ 7746, класса 0,5S и менее точные с номинальным напряжением 0,66 кВ, номинальным первичным током от 10 до 3000 А, номинальным вторичным током от 1 до 5 А. Все испытания производятся без отключения ТТ от действующей схемы и без снятия нагрузки.

Примечание

Рекомендуется проводить испытания в периоды (суточные зоны) как максимального, так и минимального потребления. Для определения указанных периодов следует выполнить регистрацию нагрузки сети с помощью «ЭМ 3.3Т1» с токоизмерительными клещами с $I_n = 300/3000$ А в течение типичных суток.

2.5.1. Определение коэффициента трансформации ТТ для сети 0,4 кВ

Для выполнения измерений применяется «ЭМ 3.3Т1» в комплекте с токоизмерительными клещами с $I_n = 10$ и $300/3000$ А и блок коммутации «БК 10–3000».

Порядок проведения работ предусматривает следующие действия:

1. Подключить к прибору «БК 10–3000» (рис. 2.7). Токоизмерительные клещи ТК1 фазы В (3000 А) первоначально подсоединить к «БК 10–3000», а затем установить на

шину с учетом направления «генератор» → «нагрузка». Токоизмерительные клещи ТК2 фазы А (10 А) первоначально подсоединить к «БК 10–3000», а затем — к токонесущим проводникам вторичной измерительной цепи с учетом направления «генератор» → «нагрузка».

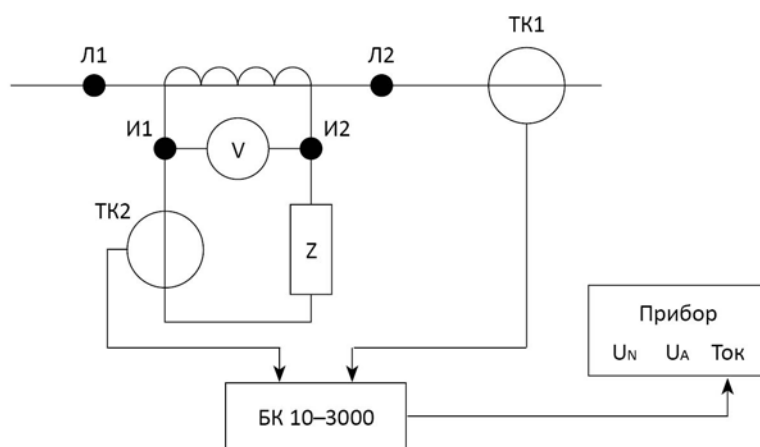


Рис. 2.7. Схема испытаний:

Прибор — «ЭМ 3.3Т1»; **БК 10–3000** — блок коммутации;
ТК1 и **ТК2** — токоизмерительные клещи; **Z** — реальная нагрузка вторичной цепи ТТ

2. Включить прибор по схеме «трехфазная трехпроводная» и, при необходимости, изменить диапазон измерения тока с 3000 на 300 А как в приборе, так и на усилителе токоизмерительных клещей.

3. **Убедиться в правильности подключения ТТ.** Для этого войти в режим «Проверка ТТ» и провести замер. На дисплей в результате измерений будет выведено значение угла между векторами тока фаз А и В. Если $\angle(I_{A1}, I_{B1}) = \pm(0...2)^\circ$, то вторичная обмотка ТТ подключена **правильно**. Если $\angle(I_{A1}, I_{B1}) = \pm(178...180)^\circ$, то вторичная обмотка подключена **неправильно**.

4. Установить в приборе время усреднения 10 с, после чего войти в режим измерений «**Ток, напряжение**» и через 10 с записать показания прибора по токам I_A и I_B .

5. Повторить измерения по п. 4 еще 4 раза.

6. Рассчитать фактические значения тока вторичной цепи $I_{Aф}$, разделив записанные показания прибора на 300 (для диапазона 3000 А) или на 30 (для диапазона 300 А).

7. Рассчитать фактические значения коэффициента трансформации ТТ:

$$K_{ТТ} = I_B / I_{Aф}$$

8. Определить среднее значение из 5-ти рассчитанных $K_{ТТ}$.

ТТ неисправен, если среднее значение $K_{ТТ}$ отличается от номинального более чем на $\pm 5\%$.

Пример. ТТ 300/5.

$K_{ТТ(ном)} = 60$. Рассчитанный $K_{ТТ} = 62$.

Отклонение: $[(62 - 60) \cdot 100] / 60 = 3,3\%$.

Вывод: ТТ исправен. Для более точного определения погрешности ТТ можно провести калибровку (см. п. 1.3).

2.5.2. Измерение нагрузки ТТ

Для выполнения измерений применяется вольтметр переменного тока класса 1 или более точный с входным сопротивлением не менее 0,5 МОм и диапазоном измерений от 10 мВ до 100 В. Измерения проводятся по аттестованной МВИ [3].

Порядок проведения работ предусматривает следующие действия:

1. Подключить прибор и вольтметр к вторичной цепи ТТ в соответствии со схемой на рис. 2.7 и руководствами по эксплуатации приборов.
2. Включить прибор по схеме «однофазная двухпроводная».
3. Установить в приборе время усреднения 5 с.
4. Одновременно измерить прибором ток, а вольтметром напряжение во вторичной цепи ТТ. Записать измеренные значения.
5. Повторить измерения по п. 4 еще 4 раза.
6. Рассчитать полную мощность нагрузки S_2 (ВА) по каждому измерению:
$$S_2 = U \cdot I.$$
7. Рассчитать среднее значение полной мощности нагрузки.

Если напряжение во вторичной цепи ТТ превышает 0,5 В, то следует выполнять прямые измерения полной мощности S_2 прибором «ЭМ 3.3Т1». Для сохранения измеренных значений мощности в памяти прибора можно воспользоваться режимом «Регистрация и ПКЭ».

ТТ эксплуатируется в классе точности, если среднее значение S_2 лежит в пределах 25...100 % от номинальной нагрузки.

2.6. Измерение нагрузки ТН

Методика выполнения измерений аттестована и доступна на сайте производителя прибора [10].

1. Подключение

Измерение нагрузки в однофазных ТН

Подключить «ЭМ 3.3Т1» в соответствии со схемой на рис.2.8. В схеме используются токоизмерительные клещи из комплекта прибора в соответствии с маркировкой. Убедиться в работоспособности собранной схемы, проконтролировав текущие значения тока и напряжения.

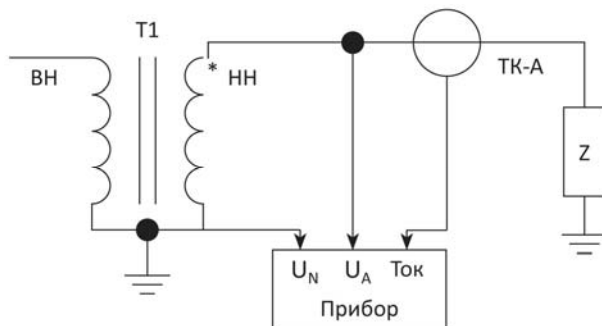


Рис. 2.8. Схема измерений:

Прибор — «ЭМ 3.3Т1»; Т1 — однофазный ТН; ВН — высокое напряжение; НН — низкое напряжение; ТК-А — токоизмерительные клещи фазы А; Z — реальная нагрузка ТН

Измерение нагрузки в трехфазных ТН

Ко входам **UA**, **UB** и **UC** «ЭМ 3.3Т1» подключить соответствующие фазы вторичных цепей ТН и установить токоизмерительные клещи фаз А, В и С по аналогии со схемой на рис. 2.8. При необходимости в настройках прибора установить схему подключения «трехфазная трехпроводная». С помощью прибора (режим измерений «УГЛЫ») установить соответствие между маркировкой фаз измеряемой трехфазной сети и чередованием фаз входных сигналов. Чередование фаз входных сигналов должно совпадать с маркировкой соответствующих измерительных каналов напряжения и тока прибора.

Измерение нагрузки в однофазных трехобмоточных ТН

Ко входам **UA** и **UB** «ЭМ 3.3Т1» подключить соответственно основную и дополнительную вторичную цепи и установить на них токоизмерительные клещи фаз А и В по аналогии со схемой на рис. 2.8.

2. Настроить режим работы «ЭМ 3.3Т1» в соответствии с руководством по эксплуатации.

3. Установить в приборе время усреднения 10 с.

4. Выполнить предварительную оценку полной мощности S нагрузки ТН. Для этого в режиме измерений «Ток, напряжение» определить токи и напряжения подключенной вторичной цепи. Если ток (одной фазы), протекающий во вторичной обмотке ТН, менее 0,1 А, то необходимо использовать трехфазный БТТ с $I_n = 0,5$ А или ПИНТ (из комплекта прибора). В этом случае при подготовке к выполнению измерений нагрузки ТН следует провести следующие работы:

- отключить вторичную обмотку ТН от нагрузочных цепей с **видимым разрывом**,
- подключить «ЭМ 3.3Т1» в соответствии со схемой на рис. 2.9 (показано для одной фазы),
- подготовить и проверить режимы работы прибора в соответствии с руководством по эксплуатации;

Для измерений нагрузки в трехфазных или однофазных трехобмоточных ТН вместо токоизмерительных клещей используется один трехфазный БТТ с $I_n = 0,5$ А.

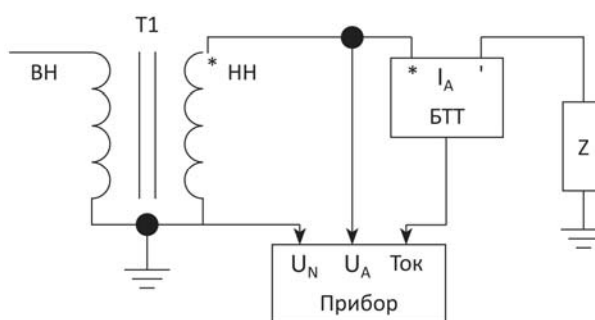


Рис. 2.9. Схема измерений к п. 4:

Прибор — «ЭМ 3.3Т1»; **Т1** — однофазный ТН; **ВН** — высокое напряжение; **НН** — низкое напряжение; **БТТ** — блок трансформаторов тока или ПИНТ; **Z** — реальная нагрузка ТН

5. Войти в режим измерений «Мощность» → «Мощность полная» и провести прямые измерения полной мощности фазных нагрузок ТН (S_A , S_B , S_C), а для трехфазных ТН — суммарной полной мощности S_Σ . Одновременно провести измерения коэффициента мощности K_p .

6. Пересчитать полные мощности каждой фазной нагрузки ТН на номинальное напряжение вторичной обмотки ТН ($100\sqrt{3}$; 100 В), для трехфазных ТН пересчитать

полную суммарную мощность, а для однофазных трехобмоточных ТН — полные мощности по фазам А и В и суммировать их.

7. Сравнить полученные значения с предельными значениями нагрузки ТН в заданном классе точности, рассчитанными по формулам:

$$\text{от } 0,25 \cdot S_{2\text{НОМ}} \left(\frac{U_2}{U_{2\text{НОМ}}} \right)^2 \quad \text{до} \quad S_{2\text{НОМ}} \left(\frac{U_2}{U_{2\text{НОМ}}} \right)^2$$

3. Энергопотребление

3.1. Снятие суточного графика нагрузки в сети 0,4 кВ

Используется «ЭМ 3.3Т1», укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_n = 100; 1000$ или $300/3000$ А (рис. 3.1).



Рис. 3.1.

Регистрация активной и реактивной мощностей выполняется прибором в режиме «Регистрация и ПКЭ» с интервалами усреднения 3 с, 1 или 30 мин с возможностью последующего интегрирования (для расчета электроэнергии) и представления в виде графиков на ПК (рис. 3.2).



Рис. 3.2. Суточный график мощности

Длительность регистрации (начало и окончание) устанавливается на приборе. Максимальная длительность непрерывной регистрации составляет:

- 9,5 ч при усреднении 3 с;
- 8 сут при усреднении 1 мин;
- 7,5 мес при усреднении 30 мин;
- 9 мин при осциллографировании.

С помощью программы «Энергомониторинг электросетей» можно:

- считывать накопленные в приборе архивы измеренных электрических величин и ПКЭ, установленных ГОСТ 13109, через последовательный интерфейс USB или RS-232;
- сохранять принятые данные на ПК в формате СУБД PostgreSQL;
- просматривать полученные данные в удобной форме с возможностью их усреднения за заданный промежуток времени;
- сохранять графики изменения параметров сети во времени в виде графических файлов;
- создавать протоколы качества электрической энергии по ГОСТ 13109 и отчеты по динамике изменения усредненных значений основных показателей энергопотребления, с возможностью их печати и сохранения в файле на ПК;
- создавать, сохранять в файле на ПК и записывать в прибор различные варианты пользовательских уставок, базы имен объектов и номинальные значения напряжения и частоты;
- экспортировать данные в формат Microsoft Excel 2003 и выше;
- экспортировать отчеты по ПКЭ в формат Microsoft Excel XML.

3.2. Снятие суточного графика нагрузки в сети 6–330 кВ

Используется «ЭМ 3.3Т1», укомплектованный БТТ 5 А (подключается в разрыв вторичной цепи ТТ) или токоизмерительными клещами с $I_n = 5 (10) \text{ А}$.

Перед началом регистрации необходимо записать параметры используемых измерительных ТН и ТТ (напряжение/ток первичной обмотки, напряжение/ток вторичной обмотки, класс точности, тип и заводской номер), для того чтобы ввести их при последующей обработке на компьютере.

Регистрация активной и реактивной мощностей выполняется прибором в режиме «Регистрация и ПКЭ» с интервалами усреднения 3 с, 1 или 30 мин (см. п. 3.1).

3.3. Прямое измерение средней электрической мощности за полчаса интервал в сети 0,4 кВ

Используется прибор «ЭМ 3.3Т1», укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_n = 100 (1000; 300 / 3000) \text{ А}$.

Перед началом измерений необходимо в настройках прибора выбрать время усреднения. Возможна установка следующих значений: 1,25; 2,5; 5; 10 с, 1; 15; 30 мин.

Например, после установки времени усреднения 30 мин нужно войти в режим измерений «Мощность». Запускается замер выбранной мощности (активной или реактивной), и информация на дисплее прибора будет обновляться каждые 30 мин. При этом в верхней строке дисплея отображается бегущая строка, соответствующая времени усреднения.

4. Регистрация и анализ ПКЭ

4.1. Общие сведения

4.1.1. Общие сведения о влиянии качества электрической энергии на энергоэффективность

Существенное влияние на эффективность, надежность и качество электроснабжения оказывают кондуктивные электромагнитные помехи, которые характеризуются ПКЭ. Исследования и оценка влияния ПКЭ на различные приемники электроэнергии и электрооборудование проводятся давно и постоянно. Этому вопросу уделяется много внимания, проводится анализ причин, вырабатываются мероприятия для решения проблем. Особенно выделяются работы ученых из исследовательского центра European Copper Institute (ECI) (www.eurocopper.org, <http://www.cda.org.uk/PQP/PQAG.htm>) и Московского энергетического института.

Элементы анализа КЭ, как правило, имеются в программах энергоаудита предприятий. Однако не всегда в полном объеме учитывается влияние ПКЭ на потери электроэнергии и, как следствие, в программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности не включаются мероприятия по приведению ПКЭ к нормативным значениям.

Виды ущерба

Ущерб, который несут потребители и энергосистема вследствие ухудшения КЭ, принято делить на *электромагнитный* и *технологический*.

Основные формы *электромагнитного* ущерба:

- снижение эффективности процессов генерации, передачи и потребления электроэнергии за счет увеличения потерь в элементах сети;
- уменьшение срока службы и выход из строя электрооборудования из-за нарушения его нормальных режимов работы и старения изоляции;
- нарушение нормальной работы и выход из строя устройств релейной защиты, автоматики и связи.

К *технологическому* ущербу относят:

- снижение производительности;
- остановку производства с затратами на его возобновление;
- порчу технологического оборудования;
- брак продукции.

Причем у крупных промышленных предприятий с разветвленной электрической сетью имеются как *электромагнитный*, так и *технологический* виды ущерба.

Рассмотрим основные составляющие этих потерь, что позволит определить пути повышения энергетической эффективности.

Перегрев трансформаторов при умеренной нагрузке

Причиной дополнительных потерь энергии в силовых трансформаторах является поток гармонических составляющих. При нагрузке трансформатора, близкой к максимальной, эти потери могут вызвать отказы оборудования вследствие общего дополнительного нагрева и нагрева отдельных участков обмоток.

Гармоники увеличивают потери на вихревые токи при наличии обычной смешанной нагрузки в девять раз, т. к. возрастают пропорционально квадрату частоты, практически удваивая суммарные потери в нагрузке. Отсюда следует, что до расчета потерь в трансформаторе, должен быть определен спектр гармоник.

Дополнительные потери, вызывающие перегрев трансформаторов при наличии высших гармоник, возникают из-за скин-эффекта меди обмотки, а также в связи с увеличением потерь на гистерезис и вихревые токи в магнитопроводе трансформатора.

Перегрев проводников вследствие поверхностного скин-эффекта

Высшие гармоники являются причиной дополнительных потерь в проводниках. Действие скин-эффекта (увеличение активного сопротивления проводника с ростом частоты), которым можно пренебречь на частоте 50 Гц, уже значительно возрастает на частоте 350 Гц (7-я гармоника) и выше. Например, полное сопротивление проводника сечением 20 мм на частоте 350 Гц возрастает на 60 % по сравнению с его сопротивлением постоянному току. Рост сопротивления, особенно его реактивной составляющей (на высоких частотах), приводит к дополнительному падению напряжения и, соответственно, дополнительным потерям.

Дополнительные потери в кабелях силовой сети при наличии высших гармоник, вызываются следующими основными причинами:

- увеличением действующего значения негармонического тока;
- увеличением активного сопротивления проводника из-за скин-эффекта;
- увеличением потерь в диэлектрике изоляции кабеля.

Перегрев цепи нейтрали

Одной из причин перегрева цепи нейтрали является эффект гармоник, кратных трем. Высшие гармоники тока кратные трем в трехфазных сетях вызывают специфический результирующий эффект. Гармоники кратные трем суммируются в проводнике нейтрали. В результате с учетом того, что они составляют большую долю в действующем значении фазных токов, общий ток в нейтрали может превышать фазные токи.

Другая причина перегрева — несимметрия фазных токов и напряжений, когда возникает ток нулевой последовательности. Этот эффект вызван неравномерным распределением однофазных нагрузок по фазам.

Нагрев конденсаторов

Дополнительные потери при наличии высших гармоник в конденсаторах обусловлены увеличением «угла потерь» в диэлектрике и ростом действующего значения тока конденсатора. Возникающий перегрев в конденсаторе может привести к пробою диэлектрика. И такие факты известны. Значительные токи высших гармоник генерируют нелинейные нагрузки, например мощные частотно-регулируемые приводы, и их фильтры зачастую не обеспечивают достаточную защиту электрических сетей от гармоник.

Конденсаторные установки компенсации реактивной мощности при несимметрии напряжений неравномерно загружаются реактивной мощностью по фазам, а в таком режиме невозможно использовать их на полную мощность. Кроме того, конденсаторные установки в этом случае усиливают уже существующую несимметрию, т. к. мощность, передаваемая в сеть по фазе с наименьшим напряжением, будет меньше, чем по остальным фазам.

Недостовверный учет электрической энергии и претензии к энергоснабжающим организациям

Влияние ПКЭ на погрешность измерения количества электрической энергии электрическими счетчиками хорошо изучено. Поэтому по новым стандартам с 2005 года

устанавливается предельная дополнительная погрешность счетчика, возникающая от влияния ПКЭ.

Специалистами испытательной лаборатории Московского энергетического института были выполнены многочисленные измерения ПКЭ и дополнительных параметров электроэнергии в действующих электрических сетях 0,4; 6; 10; 220 и 500 кВ. Объектами исследования являлись:

- система электроснабжения 10/220/500 кВ алюминиевого завода с мощной преобразовательной нагрузкой;
- сети, получающие питание от тяговых подстанций;
- сети коммунально-бытовых и небольших промышленных объектов.

Анализ результатов измерений показал, что искажения синусоидальности и симметрии токов и напряжений в действующих электрических сетях, включая сети высоких напряжений, могут достигать 10 % и более. В большинстве же случаев уровни коэффициентов искажения синусоидальности не превышают 10–12 % по напряжению и 15–20 % по току, а уровни коэффициентов несимметрии — 3–4 % по напряжению и 20–25 % по току.

Источниками несинусоидальности напряжения в электрических сетях являются электрооборудование и электроприемники с нелинейной вольт(вебер)-амперной характеристикой, к которым относят:

- преобразовательные установки различных видов (выпрямители, инверторы, частотные преобразователи, регуляторы напряжения, электроподвижной состав переменного и постоянного тока и т. д.);
- аппараты с электрической дугой или аппараты, использующие электрический разряд (дуговые печи, сварочные установки, люминесцентное освещение и т. д.);
- установки с магнитными цепями, работающими в режиме насыщения (трансформаторы, дроссели с сердечником и т. д.);
- вращающиеся машины (генераторы, двигатели).

К источникам несимметрии напряжений и токов относят:

- нетранспонированные линии электропередачи и неравномерно присоединенные однофазные бытовые нагрузки, создающие систематическую несимметрию напряжений;
- дуговые сталеплавильные печи, однофазные печи электрошлакового переплава, электроподвижной состав переменного тока, однофазные сварочные агрегаты, одновременно включающиеся по фазам бытовые нагрузки и др., создающие случайную несимметрию напряжений.

В соответствии с выполненными теоретическим и инструментальным исследованиями, нелинейную/несимметричную нагрузку следует рассматривать как нагрузку, обладающую преобразовательными свойствами. Она, потребляя электроэнергию на основной частоте прямой последовательности, преобразует часть ее в энергию искажений и передает обратно в сеть. Это приводит к непродуктивной нагрузке сети.

Энергия высших гармоник и обратной/нулевой последовательностей практически не совершает полезной работы. При несинусоидальных и несимметричных токах и напряжениях дополнительные потери мощности равны сумме мощностей высших гармоник, а также мощностей токов обратной и нулевой последовательностей.

Причинами несоответствий по установившемуся отклонению напряжения δU_y могут быть:

- неверно выбранный коэффициент трансформации трансформатора 6–10/0,4 кВ или не проведенное своевременно сезонное переключение отпаек этих трансформаторов;
- разнородность нагрузок линий 0,38 кВ и несовместимость требований потребителей к δU_y на шинах 0,4 кВ трансформаторов 6–10/0,4 кВ;
- значительная несимметрия фазных нагрузок в сетях 0,4 кВ;
- значительные потери напряжения в распределительной сети, превышающие предельные значения;
- отсутствие трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой в центре питания распределительной сети (ЦП);
- отсутствие автоматического регулятора напряжения (АРН) в ЦП или его неиспользование;
- некорректная работа АРН или неправильно выбранный закон регулирования напряжения в ЦП;
- разнородность нагрузок распределительных линий 6–10 кВ и несовместимость требований потребителей всей распределительной сети к δU_y на шинах ЦП;
- ошибки в планировании диспетчерских графиков спроса и предложения в реактивной мощности;
- отсутствие договорных отношений или некорректно определенные договорные условия по допустимому диапазону δU_y в ТКЭ;
- неверно заданные уставки регулирующих устройств на генераторах, повышающих трансформаторах и автотрансформаторах связи; отсутствие или недостаточное использование специальных устройств в межсистемных линиях и питающих сетях энергосистем, регулирующих реактивную мощность (синхронных компенсаторов, батарей статических компенсаторов и шунтирующих реакторов); пониженная пропускная способность питающих сетей и др.;
- превышение потребителем разрешенной ему мощности или нарушение договорных условий с энергоснабжающей организацией по использованию специальных средств, регулирующих реактивную мощность (батарей статических конденсаторов, синхронных двигателей).

Отклонение напряжения у потребителя приводит к снижению освещенности рабочих мест, падению оборотов электроприводов, нарушению режимов технологических процессов вплоть до остановки производства.

Причинами несоответствий по отклонению частоты Δf могут быть:

- отсутствие достаточного резерва мощности и пропускной способности элементов сети;
- ошибки в планировании диспетчерских графиков спроса и предложения в активной мощности, в подборе электростанций для размещения первичного резерва, в том числе необходимого при аварийных нарушениях баланса мощности, в планировании дополнительных резервов пропускной способности линий для выдачи первичного резерва при внезапных нарушениях баланса;
- несвоевременность предоставления резерва мощности для его использования в режимах первичного, вторичного или третичного регулирования в соответствии с заданными системным оператором требованиями.

Отклонение частоты приводит к авариям в оборудовании сети, выходу из строя оборудования потребителей.

4.1.2. Нормативные документы в области качества электрической энергии

В настоящее время, до появления в России предусмотренных Федеральным законом «О техническом регулировании» технических регламентов, устанавливающих обязательные и добровольные для применения и исполнения требования к продукции, взаимоотношения между поставщиками и потребителями электроэнергии в части ее качества определяются следующими правовыми документами:

- закон РФ «О защите прав потребителей»;
- гражданский кодекс РФ;
- постановление Правительства РФ № 1013 от 13 августа 1997 года «О перечне товаров, подлежащих обязательной сертификации и перечне услуг, подлежащих обязательной сертификации».

В обеспечение существующих правовых норм в области КЭ в Российской Федерации действуют нормативные документы:

- ГОСТ 13109. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
- ГОСТ Р 53333. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

С 1 января 2013 года вводится ГОСТ Р 54149 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Для регистрации ПКЭ по этому ГОСТу выпускается новый прибор «Энерготестер ПКЭ-А».

ГОСТ 13109 устанавливает, какие ПКЭ следует применять для электромагнитной совместимости и безопасности, дает их определение, методы их расчета, нормы (пределы) и вероятные источники ухудшения ПКЭ. Область распространения ГОСТ — электрические сети систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, или приемники электрической энергии (точки общего присоединения).

Нормы, установленные стандартом, подлежат включению в технические условия на присоединение потребителей электрической энергии и в договоры на пользование электрической энергией между электроснабжающими организациями и потребителями электрической энергии. Установлены два вида норм КЭ: нормально допустимые и предельно допустимые значения. Оценка соответствия ПКЭ указанным нормам проводится в течение расчетного периода, равного 24 ч.

Установлены следующие ПКЭ:

ПКЭ по ГОСТ 13109	Примечания	ГОСТ Р 53333
4.1.1. Установившееся отклонение напряжения δU_y		+
4.1.2. Размах изменения напряжения δU_t		-
4.1.3. Доза фликера P_t		-
4.1.4. Коэффициент искажения синусоидальности кривой межфазного (фазного) напряжения K_U		+
4.1.5. Коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$		+
4.1.6. Коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U}		+

ПКЭ по ГОСТ 13109	Примечания	ГОСТ Р 53333
4.1.7. Коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U}		+
4.1.8. Отклонение частоты Δf		+
4.1.9. Длительность провала напряжения $\Delta t_{п}$		+
4.1.10. Импульсное напряжение $U_{имп}$	Не нормируется	-
4.1.11. Коэффициент временного перенапряжения $K_{пер U}$	Не нормируется	-

ГОСТ Р 53333 не определяет методики измерения таких ПКЭ, как размах изменения напряжения δU_t и доза фликера P_t .

Росстандартом установлено, что для целей сертификации электроэнергии временно используются только два показателя: отклонение частоты Δf и установившееся отклонение напряжения δU_y .

Система, предлагаемая в ГОСТ Р 53333 по контролю КЭ, ориентирована на проведение периодического контроля КЭ, т. к. в большинстве случаев в настоящее время ни поставщики, ни потребители электроэнергии не располагают стационарными средствами измерений КЭ, обеспечивающими непрерывный мониторинг ПКЭ и статистическую обработку в соответствии с требованиями стандарта. Поэтому в методических положениях, изложенных в ГОСТ Р 53333 по контролю КЭ, нашли отражение следующие вопросы:

- выбор пунктов периодического контроля КЭ, в т. ч. пунктов входного контроля и пунктов, представляющих совокупность пунктов поставки электроэнергии потребителям, а также условия пересмотра этих пунктов;
- определение допустимых значений ПКЭ в пунктах контроля;
- определение длительности непрерывных измерений ПКЭ в пунктах контроля и периодичности таких измерений;
- методика выполнения измерений ПКЭ, в которой установлены требования к средствам измерений, безопасности и квалификации персонала, определены условия измерений, рассмотрены вопросы подготовки к проведению измерений, выполнения измерений и обработки результатов измерений, а также оформления результатов.

В тех случаях, когда результаты контроля КЭ показывают нарушение установленных требований, возникает задача анализа КЭ, т. е. выяснения причины нарушения. В общем случае, измерительная информация, полученная в результате контроля КЭ, недостаточна для определения причины нарушения, а выяснение причины требует применения специальных методов анализа, специфичных для каждого ПКЭ.

Введение в силу в 2003 г. Федерального закона «О техническом регулировании» означает дальнейшее расширение прав пользователей всех категорий, включая и промышленные предприятия, на поставки электрической энергии установленного качества. Указанный Федеральный закон устанавливает норму, в соответствии с которой для продукции, представляющей опасность для жизни или здоровья граждан, имущества физических или юридических лиц, государственного или муниципального имущества и окружающей среды, устанавливаются обязательные требования и правила обязательного подтверждения соответствия. Условием установления обязательного требования и обязательного подтверждения соответствия является разработка и принятие для продукции указанного вида технического регламента.

4.1.3. Область применения прибора «Энергомонитор 3.3Т1» в сфере контроля качества электрической энергии

Прибор предназначен для применения *энергоснабжающими и энергопотребляющими* организациями в соответствии со своими полномочиями при осуществлении следующих видов контроля качества электрической энергии:

- периодический контроль;
- контроль при определении технических условий, разрешений или иных документов на присоединение;
- контроль при определении условий договора между энергоснабжающей организацией и потребителем;
- контроль при допуске к эксплуатации электроустановок потребителей, ухудшающих КЭ;
- контроль при рассмотрении претензий к КЭ.

Прибор предназначен для применения органами *государственного надзора* при проведении:

- сертификационных испытаний электрической энергии;
- испытаний при инспекционном надзоре за сертифицированной электрической энергией.

4.2. Регистрация ПКЭ в сети 0,4 кВ

Для регистрации ПКЭ по ГОСТ 13109 каналы токов не используются. Измерения ПКЭ выполняются по ГОСТ Р 53333. Расчет ПКЭ проводится по формулам, приведенным в ГОСТ 13109. Прибор «ЭМ 3.3Т1» применяется в исполнении без токовых цепей (без клещей и БТТ).

Начать регистрацию ПКЭ можно либо с текущего момента, либо с заранее установленных даты и времени. Для начала регистрации с текущего момента необходимо выделить пункт «Начать регистрацию» и нажать клавишу «ENT».

При исчезновении напряжения питания 16 В (при глубине провала 100 %) прибор обеспечивает сохранение установок и накопленной в памяти информации. При восстановлении питания произойдет включение прибора и автоматический переход в режим регистрации с ранее установленными параметрами (в случае если текущее время не превысило заданное время окончания регистрации).

Время непрерывной работы «ЭМ 3.3Т1» при питании от устройства зарядно-питающего УЗП 16 В (при отсутствии напряжения питающей сети) — не менее 2 ч; время полного заряда УЗП — не более 10 ч.

Значения всех ПКЭ, измеряемых в текущий момент времени, можно наблюдать как во время регистрации, так и не проводя регистрации. Для этого необходимо в режиме «**Регистрация и ПКЭ**» активировать пункт «**Текущие значения ПКЭ**», после чего станут доступными для наблюдения несколько окон.

Через 7 сут. непрерывной регистрации измерения прекращают. С помощью программы «Энергомониторинг электросетей» данные из прибора считывают на ПК для создания отчетов и протоколов измерений в соответствии с ГОСТ по каждому суткам. Одновременно с ПКЭ могут регистрироваться измеренные параметры токов, фазных углов, активной мощности (гармоник, обратной и нулевой последовательностей) и другие параметры электросети для последующего анализа.

4.3. Измерения ПКЭ в высоковольтных сетях

При присоединении к электрической сети с номинальным напряжением 6÷110 кВ через измерительные трансформаторы или переносные преобразователи напряжения ПВЕ, номинальное напряжение и значения уставок в приборе необходимо выбрать в соответствии со значением напряжения на вторичных обмотках измерительных трансформаторов.

Необходимо записать параметры используемых измерительных ТН и ТТ (напряжение/ток первичной обмотки, напряжение/ток вторичной обмотки, класс точности, тип и заводской номер) для того, чтобы ввести их при последующей обработке результатов измерений на компьютере. В программе «Энергомониторинг электросетей» эти данные вводят в окне «Свойства архива», после чего они автоматически вносятся в отчеты и протоколы.

5. Энергоаудит и определение потерь мощности.

5.1. Определение потери мощности в линии электроснабжения в сети 0,4 кВ

Используются два прибора «ЭМ 3.3Т1», укомплектованные токоизмерительными клещами с $I_n = 100$ (1000; 300/3000) А (рис. 5.1).



Рис. 5.1

Подключение

Зажимы щупов для измерения напряжения и токоизмерительные клещи первого прибора подключаются к токонесущим проводникам (шинам) измеряемой сети в начале линии, а второго — в конце.

Выполняется регистрация мощности в сети одновременно двумя приборами в течение суток. Допускается сокращение срока регистрации для предварительной оценки потерь.

Результаты измерений обрабатываются на компьютере в программе «Энергомониторинг электросетей» и экспортируются в программу MS Excel. В программе MS Excel выполняется статистическая обработка измеренных значений для определения средних потерь в линии и представления результатов на графиках (см. рис. 5.2). Полученные результаты позволяют определить причину небаланса по узлам учета поставщика и потребителя электроэнергии.

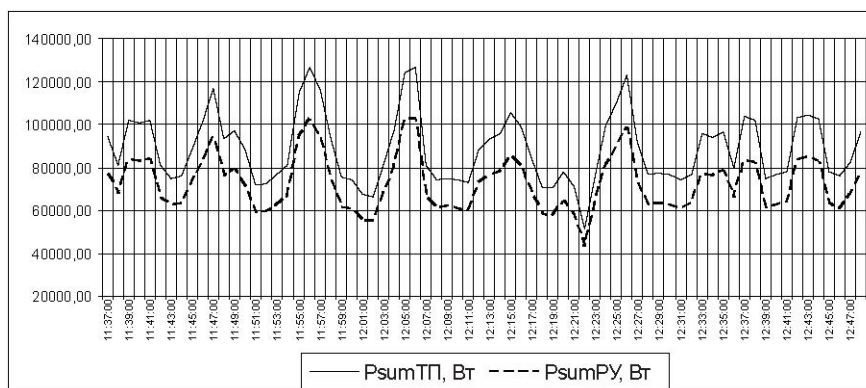


Рис. 5.2. Графики активной мощности на питающей трансформаторной подстанции (ТП) и на РУ цеха

5.2. Определение распределения нагрузки по фазам в сети 0,4 кВ

Используется прибор «ЭМ 3.3Т1», укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_n = 100$ (1000; 300 / 3000) А.

Для предварительной оценки активной и реактивной мощностей по фазам (без регистрации) выполняются их измерения в режиме измерений «Мощность» с выбранным усреднением 10 с, 1; 15 или 30 мин.

Для получения протоколов на ПК с помощью программы «Энергомониторинг электросетей» выполняется регистрация прибором в режиме «Регистрация и ПКЭ» параметров электросети с интервалом усреднения 1 мин в течение требуемого времени. Программа обеспечивает распечатку протоколов с графиками мощностей по видам мощности (рис. 5.3), по фазам (рис. 5.4) и пр.

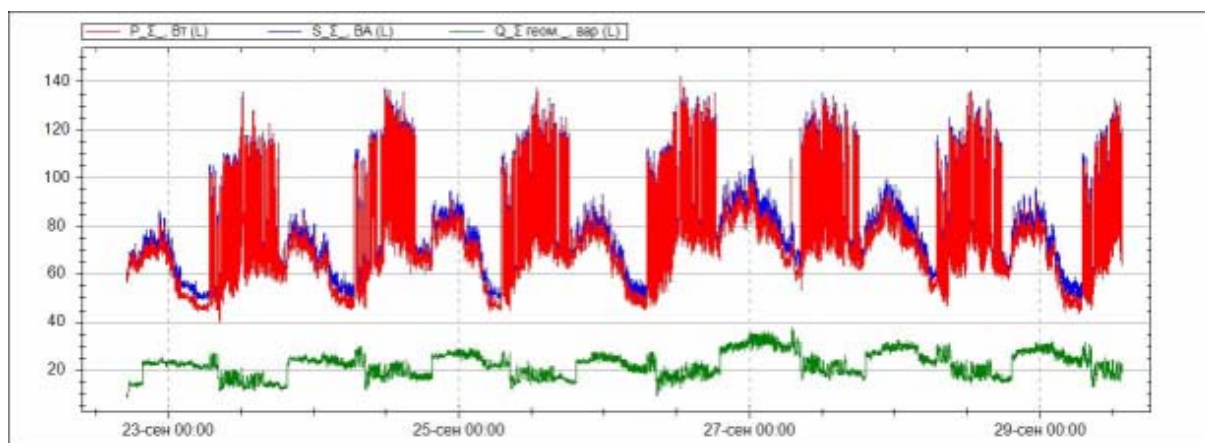


Рис. 5.3. Графики мощностей по видам мощности

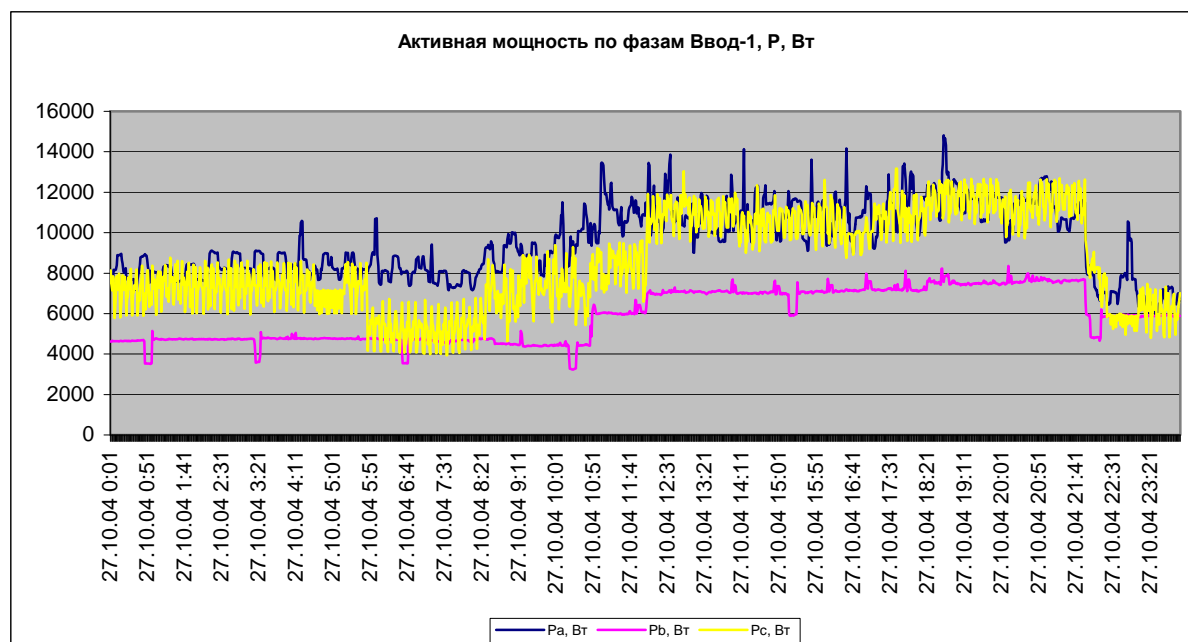


Рис. 5.4. Графики мощностей по фазам

5.3. Определение параметров потребления токоприемников в сети 0,4 кВ

Используется прибор «ЭМ 3.3Т1», укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_n = 100$ (1000; 300/3000) А.

При приемке электроустановок в эксплуатацию и инспекционном контроле условий присоединения требуется проводить измерение $\text{tg } \varphi$, который показывает отношение реактивной мощности к активной. Для снижения потерь и уменьшения загрузки сетей требуется компенсировать реактивную мощность. В режиме измерения реактивной мощности «ЭМ 3.3Т1» выполняет прямое измерение $\text{tg } \varphi$ с нормированной погрешностью, что позволяет составлять протоколы не производя дополнительных расчетов.

Подключение

Прибор подключается к центру питания электротехнического устройства (приводу, ТЭН, ГРЩ и т. п.).

Регистрация активной и реактивной мощностей выполняется «ЭМ 3.3Т1» с интервалами усреднения 3 с, 1 и 30 мин.

Программа «Энергомониторинг электросетей» позволяет распечатывать протоколы с графиками измеренных параметров (I , U , P , Q , K_p , фазные углы и т. д.) и экспортировать результаты измерений в программу MS Excel. В программе MS Excel выполняется статистическая обработка результатов измерений для определения средних, максимальных и минимальных значений параметров за выбранный период времени. Там же можно построить соответствующие графики и гистограммы.

Кроме того, «ЭМ 3.3Т1» может работать в режиме осциллографирования, т. е. регистрации данных, поступающих непосредственно с аналого-цифрового преобразователя с частотой 12,8 кГц (3 фазы напряжения и 3 фазы тока), что позволяет получать графики кривых тока и напряжения при переходных процессах и резкопеременной нагрузке. Например, измерять пусковые токи электродвигателей, токи отсечки и время срабатывания автоматических выключателей и т. д. Для передачи данных осциллограмм из приборов на ПК используется программа «Осциллоскоп» (см. рис. 5.5).

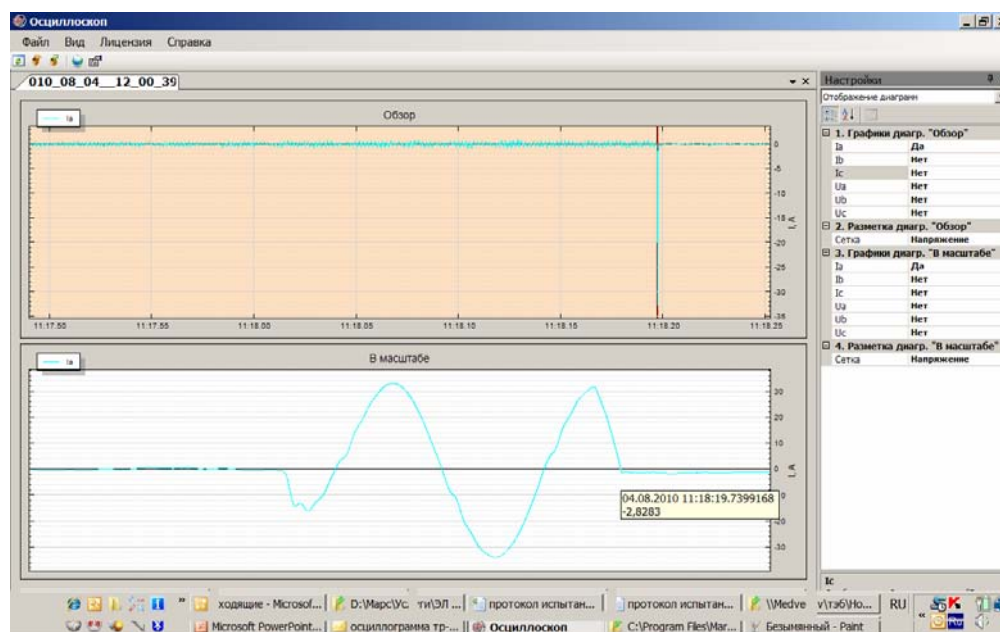


Рис. 5.5. Главное окно программы «Осциллоскоп»

6. Высоковольтные испытания оборудования

В режиме «Амплитудный вольтметр» «ЭМ 3.3Т1» выполняет измерения амплитудных и пиковых значений напряжения и средней амплитуды переменного напряжения частотой до 500 Гц по одному/двум каналам и по разностному каналу. Измерения производятся при высоковольтных испытаниях электрооборудования и анализе сигналов сложной формы.

«ЭМ 3.3Т1» может использоваться в составе киловольтметра, для чего имеется возможность установки масштаба напряжения в соответствии с подключенным высоковольтным делителем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 8.584–2004. ГСИ. Счетчики Статические активной электрической энергии переменного тока. Методика поверки.
2. ГОСТ 8.259–2004. ГСИ. Счетчики электрические индукционные активной и реактивной энергии. Методика поверки.
3. Сборник* методик поверки и аттестации измерительных компонентов АИИС КУЭ. — СПб.: ООО «НПП Марс-Энерго», 2011.
4. ГОСТ 8.216–88. ГСИ. Трансформаторы напряжения. Методика поверки.
5. ГОСТ 8.217–2003. ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки.
6. ГОСТ 7746–2001. Трансформаторы тока. Общие технические условия
7. ГОСТ 1983–2001. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
8. ГОСТ 13109–97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
9. ГОСТ Р 53333–2008. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
10. ГОСТ Р 54149–2010. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

* В «Сборник» вошли:

1. МИ 3239–2009. ГСИ. Рекомендация. Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3}$; 6; $10/\sqrt{3}$; 10 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации при помощи трехфазной высоковольтной поверочной установки «Установка УПТВ-3-10».
2. МИ 3050–2007. ГСИ. Рекомендация. Трансформаторы напряжения измерительные $6/\sqrt{3}$; 6; $10/\sqrt{3}$; 10; $15/\sqrt{3}$; 15; $35/\sqrt{3}$; 35; $110/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации при помощи преобразователя напряжения ПВЕ.
3. МИ 3314–2011. ГСИ. Рекомендация. Трансформаторы напряжения измерительные $220/\sqrt{3}$, $330/\sqrt{3}$ кВ. Методика поверки на месте эксплуатации при помощи преобразователя напряжения серии «ПВЕ».
4. МИ 3322–2011. ГСИ. Рекомендация. Счетчики электрические активной и реактивной энергии. Методика поверки на местах эксплуатации при помощи комплекта переносных средств поверки производства «НПП МАРС-ЭНЕРГО».
5. Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» в условиях эксплуатации. Свидетельство об аттестации МВИ № 2203/222А-02439 от 10.08.2009.
6. Методика выполнения измерений параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энергомонитор 3.3Т1» в условиях эксплуатации. Свидетельство об аттестации МВИ № 2203/131А-00340 от 17.04.2007.