МАРСЭНЕРГО
ПРИБОРЫ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

МЕТОДИКИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРИБОРА

Энерготестер ПКЭ

2011

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 4

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ 5

1. ПРОВЕРКА ХАРАКТЕРИСТИК ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ АИИС И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ 6

1.1. Счётчики электроэнергии 6

1.1.1. Проверка правильности подключения счётчиков электроэнергии 6

1.1.2. Контроль метрологических характеристик счётчиков электроэнергии 8

1.2. Определение падения напряжения в линии присоединения счётчика электроэнергии к ТН 9

1.3. Проверки ТТ в реальных условиях эксплуатации 10

1.3.1. Определение коэффициента трансформации ТТ для сети 0,4 кВ 11

1.3.2. Измерение нагрузки ТТ 12

1.4. Измерение нагрузки вторичных цепей ТН 13

2. ВЕДЕНИЕ КОММЕРЧЕСКИХ РАСЧЁТОВ С ПОТРЕБИТЕЛЯМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 15

2.1. Снятие суточного графика нагрузки в сети 0,4 кВ 15

2.2. Снятие суточного графика нагрузки в сети 6–35 кВ 16

2.3. Прямое измерение средней электрической мощности за получасовой интервал в сети 0,4 кВ 17

3. Регистрация и анализ ПКЭ 18
3.1. Общие сведения 18
3.1.1. Общие сведения о влиянии качества электрической энергии на качество электроснабжения 18
3.1.2. Нормативные документы в области качества электрической энергии 23
3.1.3. Область применения приборов «Энерготестер ПКЭ» и «Энергомонитор-3.3Т1» в сфере контроля качества электрической энергии 26
3.2. Регистрация ПКЭ в сети 0,4 кВ 26
3.3. Измерения ПКЭ в высоковольтных сетях 27
3.4. Анализ ПКЭ для определения источника искажений 28

4. Энергоаудит, энергосбережение и определение потерь мощности 30
4.1. Определение потерь мощности в линии электроснабжения в сети 0,4 кВ 30
4.2. Определение распределения нагрузки по фазам в сети 0,4 кВ 31
4.3. Определение параметров потребления токоприёмников в сети 0,4 кВ 33

Список литературы 35

ВВЕДЕНИЕ

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

Сферы применения Энерготестера ПКЭ:

- проверка характеристик измерительных каналов автоматизированных информационно-измерительных систем (АИИС) и их составных элементов (счётчиков электроэнергии, трансформаторов тока (ТТ), трансформаторов напряжения (ТН) и вторичных цепей) на местах эксплуатации;
- ведение коммерческих расчётов с потребителями электроэнергии;
- регистрация и анализ показателей качества электрической энергии (ПКЭ);
- энергоаудит, энергосбережение и определение потерь электрической мощности.

Прибор Энерготестер ПКЭ

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

$I_н$ — номинальный ток

АИИС — автоматизированная информационно-измерительная система
АРН — автоматический регулятор напряжения
ИКК — измерительная клеммная колодка
КЭ — качество электрической энергии
ПКЭ — показатели качества электрической энергии
РУ — распределительное устройство
ТН — трансформатор напряжения
ТТ — трансформатор тока
ЦП — центр питания распределительной сети

1 ПРОВЕРКА ХАРАКТЕРИСТИК ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ АИИС И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ

1.1. Счётчики электроэнергии

1.1.1. Проверка правильности подключения счётчиков электроэнергии

Используется Энерготестер ПКЭ, укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_н$ = 5 (10) А для счетчиков трансформаторного включения или 100 (1000; 3000) А для счетчиков прямого включения.

Подключение

Зажимы щупов для измерения напряжения подключаются к токонесущим проводникам (шинам) измеряемой сети в распределительном устройстве (РУ) или в измерительной клеммной колодке (ИКК) счётчика (для этого могут использоваться специальные насадки-адаптеры). А клещи подключаются к токовой измерительной цепи счётчика с учётом направления «генератор» ➡ «нагрузка».

Чтобы убедиться в правильности подключения счётчика необходимо:

1. Измерить активную мощность по каждой фазе (рис. 1.1).
2. Измерить углы между током и напряжением и углы сдвига фаз (рис. 1.2).
3. В режиме «**УСРЕДНЕНИЕ**» выбрать время усреднения 1 мин. Для запуска режима усреднения необходимо выбрать пункт «**Начать счет**» и нажать клавишу «**ENT**», при этом пункт «**Начать счет**» изменится

Рис. 1.1. Режим отображения активной мощности для трёхфазной четырёхпроводной схемы подключения

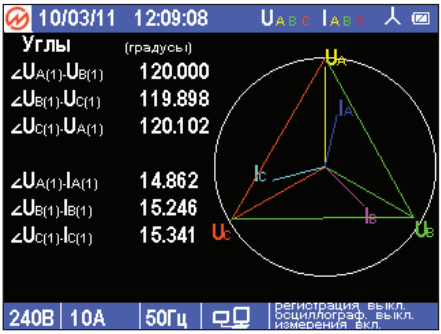

Рис. 1.2. Режим отображения углов для трёхфазной четырёхпроводной схемы подключения

Рис. 1.3. Режим отображения усреднённых значений

на «**Закончить счет**» (рис. 1.3). Расчёт и отображение усредняемых параметров начнётся, когда текущее время Энерготестера ПКЭ превысит заданное время начала усреднения, при этом в правом нижнем углу экрана появится сообщение «**Идет усреднение**».

Счётчик электроэнергии подключён правильно, если:

- знак активной мощности в трёх фазах одинаков: положительна — идёт потребление, отрицательна — идёт генерация;
- измеренные значения углов сдвига фаз напряжений положительны и равны (120 ± 10)°;
- углы между током и напряжением находятся в пределах ±90°;
- чередование фаз напряжений прямое.

1.1.2. Контроль метрологических характеристик счётчиков электроэнергии

Используется Энерготестер ПКЭ, укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_н$ = 5 (10) А для счетчиков трансформаторного включения или 100 (1000; 3000) А для счетчиков прямого включения. Рекомендуется использовать токоизмерительные клещи повышенной точности.

Подключение как в п. 1.1.1.

Оценить погрешность счётчика можно прямо на месте (без снятия нагрузки) с помощью режима «**ЭНЕРГИЯ**»:

1. В режиме выбора типа запуска выбрать «**Ручной**».
2. Перейти к экрану измерения энергии нарастающим итогом (рис. 1.4).

Рис. 1.4. Экран измерения энергии нарастающим итогом

3. Сразу после появления на счётчике показаний нажать на Энерготестере ПКЭ клавишу «**1**» (обеспечивает сброс параметров потребления энергии) и записать показания счётчика. За время измерений разница показаний счётчика («приращение энергии») должна составить не менее 100 дискрет показаний счётчика (например, при дискретности счётчика 0,01 приращение должно быть не менее 1,00).
4. По окончании времени измерений (достижении показаниями счётчика нужного значения) нажать клавишу «**2**» (обеспечивает остановку производимого в данный момент измерения и заморозку экрана с полученными данными) и записать показания счётчика и Энерготестера ПКЭ.
5. Значение погрешности счётчика рассчитать относительно измеренной Энерготестером ПКЭ энергии для последующего протокола.
6. Замеры повторить не менее 5-ти раз и определить среднюю погрешность.

Примечание

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

1.2. Определение падения напряжения в линии присоединения счётчика электроэнергии 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 счётчиком на пункте учёта электроэнергии, необходимы два Энерготестера ПКЭ. Методика выполнения измерений аттестована и доступна на сайте производителя прибора [10]. Допускаемая относительная погрешность прибора при измерении напряжения — ±0,1 %.

Порядок проведения работ предусматривает следующие действия:

1. Подключить оба прибора (ЭТ1 и ЭТ2) к ИКК счётчика (рис. 1.5).

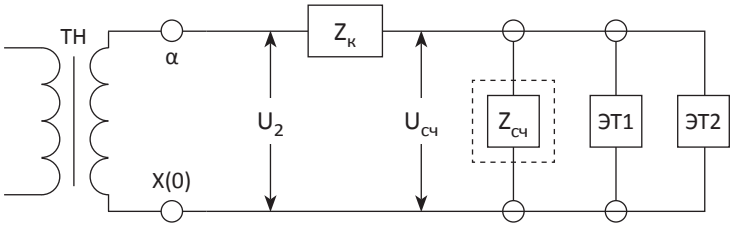

Рис. 1.5. Схема определения поправки (к п. 1):
ЭТ1, ЭТ2 — Энерготестеры ПКЭ; $Z_к$ — импеданс линии;
$Z_{сч}$ — импеданс нагрузки (счётчика)

2. Перед началом измерений необходимо синхронизировать внутренние часы обоих приборов.
3. Установить в обоих приборах время усреднения равным 1 мин и одинаковое время начала усреднения. Для запуска режима усреднения необходимо выбрать пункт «**Начать счет**» и одновременно на двух приборах нажать клавишу «**ENT**», при этом пункт «**Начать счет**» изменится на «**Закончить счет**». Расчёт и отображение усредняемых параметров начнётся, когда текущее время Энерготестеров ПКЭ

превысит заданное время начала усреднения, при этом в правом нижнем углу экрана появится сообщение «**Идет усреднение**».

4. Через 1 мин записать в протокол измеренные приборами ЭТ1 и ЭТ2 значения напряжений по каждой фазе. Для выхода из режима «**УСРЕДНЕНИЕ**» необходимо нажать клавишу «**ESC**».

Примечание

Энерготестер ПКЭ позволяет проводить измерение напряжений в трёх фазах одновременно. При трёхпроводной схеме подключения вместо фазных измеряются межфазные напряжения.

5. Закончить измерения на обоих приборах, отключить ЭТ2 от счётчика и подключить его к зажимам выходных обмоток ТН согласно рис. 1.6.

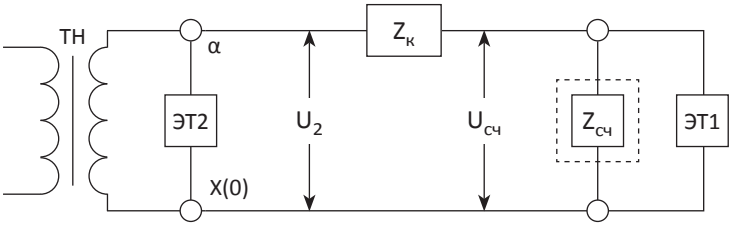

Рис. 1.6. Схема измерений (к п. 5):
ЭТ1, ЭТ2 — Энерготестеры ПКЭ; $Z_к$ — импеданс линии;
$Z_{сч}$ — импеданс нагрузки (счётчика)

6. Повторить пп. 3 и 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 $\delta_л$, вызванную падением напряжения во вторичных цепях измерительного ТН.

1.3. Проверки ТТ в реальных условиях эксплуатации

Данная методика распространяется на измерительные ТТ, выпущенные по ГОСТ 7746 [3], класса 0,2S 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.

Используются:

- Энерготестер ПКЭ в комплекте с токоизмерительными клещами с $I_н$ = 10 А и гибкими датчиками тока с $I_н$ = 300/3000 А;

- блок коммутации «БК 10–3000» (далее — БК 10–3000);
- спецкабель со щупами для измерительного входа прибора $U_н$ = 10 В.

Все испытания проводятся 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 Энерготестера ПКЭ с гибкими датчиками тока с $I_н$ = 300/3000 А в течение типичных суток.

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

Порядок проведения работ предусматривает следующие действия:

1. Подключить к Энерготестеру ПКЭ БК 10–3000 (рис. 1.7). Токоизмерительные клещи ТК1 фазы В (3000 А) первоначально подсоединить

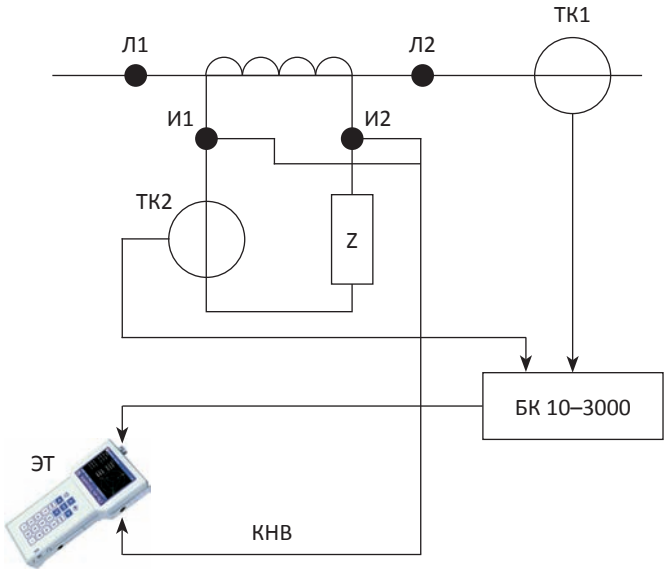

Рис. 1.7. Схема испытаний:
ЭТ — Энерготестер ПКЭ; БК 10–3000 — блок коммутации;
ТК1 и ТК2 — токоизмерительные клещи; КНВ — кабель низковольтный;
Z — реальная нагрузка вторичной цепи ТТ

к БК 10–3000, а затем установить на шину с учётом 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 учётом направления «генератор» ➡ «нагрузка».

2. Включить Энерготестер ПКЭ по схеме «трёхфазная трёхпроводная» и, при необходимости, изменить диапазон измерения тока с 3000 А на 300 А как в Энерготестере ПКЭ, так и на усилителе токоизмерительных клещей.
3. **Убедиться в правильности подключения ТТ.** Для этого войти в режим измерений «**УГЛЫ**». На дисплее в результате измерений индицируется значение угла между векторами тока фаз А и В. Если $\angle(I_{A1}, I_{B1}) = \pm(0\ldots2)^\circ$, то вторичная обмотка ТТ подключена **правильно**. Если $\angle(I_{A1}, I_{B1}) = \pm(178\ldots180)^\circ$, то вторичная обмотка подключена **неправильно**.
4. В режиме «**УСРЕДНЕНИЕ**» установить время усреднения 1 мин и запустить усреднение, выбрав пункт «**Начать счет**» и нажав клавишу «**ENT**».
5. Через 1 мин записать показания прибора по токам I_A и I_B в протокол.
6. Повторить измерения по п. 5 ещё 4 раза.
7. Рассчитать фактические значения тока вторичной цепи $I_{Аф}$, разделив записанные показания прибора на 300 (для диапазона 3000 А) или на 30 (для диапазона 300 А).
8. Рассчитать фактические значения коэффициента трансформации ТТ: $K_{TT} = I_B / I_{Аф}$.
9. Определить среднее значение из 5-ти рассчитанных K_{TT}.

ТТ неисправен, если среднее значение K_{TT} отличается от номинального более чем на ±5 %.

1.3.2. Измерение нагрузки ТТ

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

1. Подключить Энерготестер ПКЭ ко вторичной цепи ТТ в соответствии со схемой на рис. 1.7 (БК 10–3000 и клещи 300/3000 А можно не подключать) и руководством по эксплуатации.
2. Включить прибор по схеме «однофазная двухпроводная».
3. Измерить прибором полную мощность S (ВА), используя измерительный канал с номинальным напряжением 10 В, напряжение во вторичной цепи ТТ. Измеренные значения записать в протокол.

Примечание

Если напряжение во вторичной цепи ТТ превышает 15 В, то следует выполнять прямые измерения полной мощности *S* (ВА) Энерготестером ПКЭ, используя измерительный канал с номинальным напряжением 240 В.

Для сохранения в памяти прибора измеренных значений мощности можно воспользоваться режимом «**РЕГИСТРАЦИЯ И ПКЭ**».

4. Повторить измерения по п. 3 ещё 4 раза.
5. Рассчитать среднее значение полной мощности нагрузки.

ТТ эксплуатируется в своём классе точности, если среднее значение *S* лежит в пределах 25–100 % от номинальной нагрузки.

1.4. Измерение нагрузки вторичных цепей ТН

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

1. **Подключение**

Измерение нагрузки в однофазных ТН

Подключить Энерготестер ПКЭ в соответствии со схемой на рис. 1.8. В схеме используются токоизмерительные клещи из комплекта прибора в соответствии с маркировкой. Убедиться в работоспособности собранной схемы, проконтролировав текущие значения тока и напряжения.

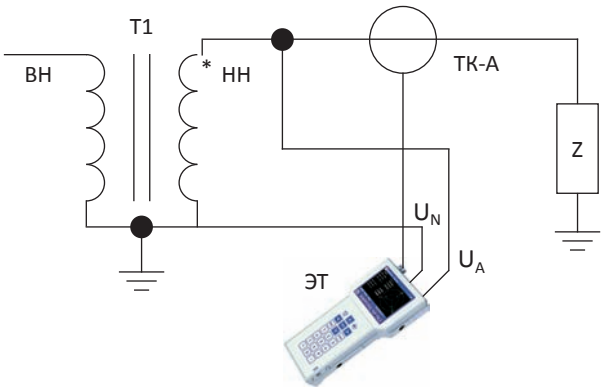

Рис. 1.8. Схема измерений:
ЭТ — Энерготестер ПКЭ; Т1 — однофазный ТН; ВН — высокое напряжение;
НН — низкое напряжение; ТК-А — токоизмерительные клещи фазы А;
Z — реальная нагрузка ТН

Измерение нагрузки в трёхфазных ТН

Ко входам **UA**, **UB** и **UC** Энерготестера ПКЭ подключить соответствующие фазы вторичных цепей ТН и установить токоизмерительные клещи фаз А, В и С по аналогии со схемой на рис. 1.8. При необходимости в настройках прибора установить схему подключения «трёхфазная трёхпроводная». С помощью прибора (режим «**УГЛЫ**») установить соответствие между маркировкой фаз измеряемой трёхфазной 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 трёхобмоточных ТН

Ко входам **UA** и **UB** Энерготестера ПКЭ подключить соответственно основную и дополнительную вторичную цепи и установить на них токоизмерительные клещи фаз А и В по аналогии со схемой на рис. 1.8.

2. Настроить режим работы Энерготестера ПКЭ в соответствии с руководством по эксплуатации.
3. Войти в режим измерений «**МОЩНОСТЬ**» → «**МОЩНОСТЬ ПОЛНАЯ**» и провести прямые измерения полной мощности фазных нагрузок ТН (S_A, S_B, S_C), а для трёхфазных ТН — суммарной полной мощности S_Σ. Одновременно провести измерения коэффициента мощности K_P.
4. Пересчитать полные мощности каждой фазной нагрузки ТН на номинальное напряжение вторичной обмотки ТН ($100\sqrt{3}$; 100 В), для трёхфазных ТН пересчитать полную суммарную мощность, а для однофазных трёхобмоточных ТН — полные мощности по фазам А и В и суммировать их.
5. Сравнить полученные значения с предельными значениями нагрузки ТН в заданном классе точности, рассчитанными по формулам:

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

2 ВЕДЕНИЕ КОММЕРЧЕСКИХ РАСЧЁТОВ С ПОТРЕБИТЕЛЯМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

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

Используется Энерготестер ПКЭ, укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_н$ = 100 (1000) А или гибкими датчиками тока с $I_н$ = 300/3000 А (рис. 2.1).

Рис. 2.1. Схема подключения к Энерготестеру ПКЭ гибких датчиков тока 300/3000 А

Регистрация активной и реактивной мощностей выполняется прибором в режиме «**РЕГИСТРАЦИЯ И ПКЭ**» одновременно с интервалами усреднения 3 с, 1 и 30 мин с возможностью последующего интегрирования (для расчёта электроэнергии) и представления в виде графиков на компьютере (рис. 2.2).

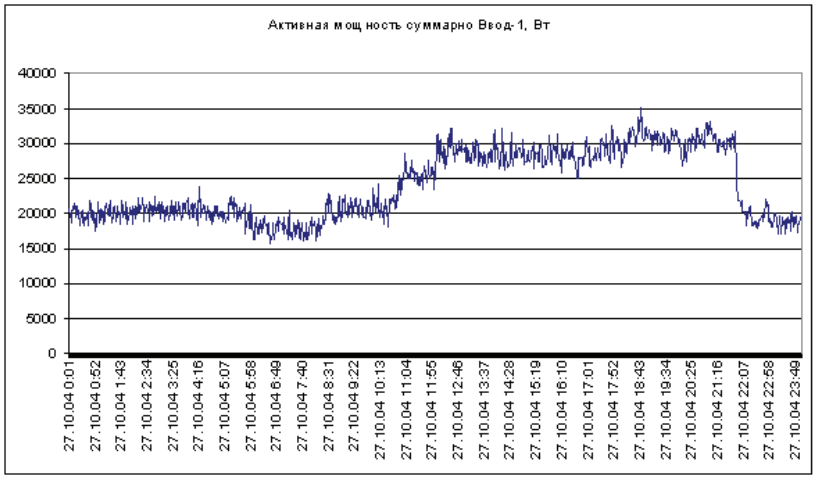

Рис. 2.2. График суммарной активной мощности

Длительность непрерывной регистрации в Энерготестере ПКЭ зависит от распределения объема памяти между архивами с разным временем усреднения. При распределении объема памяти по умолчанию она составляет:

- 32 ч для трехсекундных архивов (30 % памяти);
- 25 сут для одноминутных архивов (10 % памяти);
- 250 сут для тридцатиминутных архивов (30 % памяти);
- 18 мин для архивов осциллографирования (30 % памяти).

Работа с архивами на ПК осуществляется с помощью программы «Энергомониторинг Электросетей».

2.2. Снятие суточного графика нагрузки в сети 6–35 кВ

Используется Энерготестер ПКЭ, укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_н$ = 5 (3000) 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 ПК.

Регистрация активной и реактивной мощностей выполняется прибором в режиме «**РЕГИСТРАЦИЯ И ПКЭ**» одновременно с интервалами усреднения 3 с, 1 и 30 мин с возможностью последующего интегрирования (для расчёта электроэнергии) и представления в виде графиков на компьютере.

2.3. Прямое измерение средней электрической мощности за получасовой интервал в сети 0,4 кВ

Используется Энерготестер ПКЭ, укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_н = 100$ (1000; 300/3000) А.

Необходимо войти в режим измерений «**ЭНЕРГИЯ**» и перейти к окну «**Получасовка (предыдущая)**» (рис. 2.3). Через 30 мин после начала измерений в этом окне отобразятся:

- измеренные нарастающим итогом активная (кВт·ч) и реактивная (квар·ч) потребляемые энергии по всем фазам суммарно;
- измеренные нарастающим итогом активная (кВт·ч) и реактивная (квар·ч) генерируемые энергии по всем фазам суммарно;
- время начала измерений в формате ДД/ММ/ГГ ЧЧ:ММ:СС;
- время окончания измерений в формате ДД/ММ/ГГ ЧЧ:ММ:СС.

Рис. 2.3. Режим измерений получасовых значений энергии «ЭТ ПКЭ»

Умножив полученный результат на 2, получим среднее значение мощности (кВт, квар) за прошедшие 30 мин.

3 РЕГИСТРАЦИЯ И АНАЛИЗ ПКЭ

3.1. Общие сведения

3.1.1. Общие сведения о влиянии качества электрической энергии на качество электроснабжения

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

Элементы анализа качества электроэнергии, как правило, имеются в программах энергетического обследования предприятий (энергоаудита). Однако не всегда в полном объёме 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 качества электроэнергии, принято делить на *электромагнитный* и *технологический*.

Основные формы *электромагнитного* ущерба:

- снижение эффективности процессов генерации, передачи и потребления электроэнергии за счёт 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.

Причём у крупных промышленных предприятий с разветвлённой 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 расчёта потерь в трансформаторе, должен быть определён 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 перегревания цепи нейтрали является эффект гармоник, кратных трём. Высшие гармоники тока, кратные трём, в трёхфазных сетях вызывают специфический результирующий эффект. Гармоники, кратные трём, суммируются в проводнике нейтрали. В результате, с учётом 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.

Недостоверный учёт электрической энергии и претензии к энергоснабжающим организациям

Влияние ПКЭ на погрешность измерения количества электрической энергии электрическими счётчиками хорошо изучено. Поэтому по новым стандартам с 2005 года устанавливается предельная дополнительная погрешность счётчика, 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 электроприёмники 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 присоединённые однофазные бытовые нагрузки, создающие систематическую несимметрию напряжений;
- дуговые сталеплавильные печи, однофазные печи электрошлакового переплава, электроподвижной состав переменного тока, однофазные сварочные агрегаты, разновременно 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 её в энергию искажений и передаёт обратно в сеть. Это приводит к непродуктивной загрузке 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 проведённое 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 определённые 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 разрешённой 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 освещённости 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.

3.1.2. 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 её качества определяются следующими правовыми документами:

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

В обеспечение существующих правовых норм в области качества электрической энергии (КЭ) в Российской Федерации действуют нормативные документы:

- ГОСТ 13109 [1]. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
- ГОСТ Р 53333 [7]. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

С 1 января 2013 года вводится ГОСТ Р 54149 [8] «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

ГОСТ 13109 устанавливает, какие ПКЭ следует применять для электромагнитной совместимости и безопасности, даёт их определение, методы их расчёта, нормы (пределы) и вероятные источники ухудшения ПКЭ. Область распространения ГОСТ — электрические сети систем электроснабжения общего назначения переменного трёхфазного и однофазного тока частотой

50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, или приёмники 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 расчётного периода, равного 24 ч.

Установлены следующие ПКЭ:

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

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.

Всего к настоящему времени для обеспечения сертификации электрической энергии Госстандартом России и Минэнерго России аккредитованы в регионах Российской Федерации свыше 50 испытательных лабораторий по КЭ и свыше 20 органов по сертификации электрической энергии. Началась выдача энергоснабжающим организациям сертификатов соответствия электрической энергии. Процесс развертывания сети аккредитованных испытательных лабораторий и органов по сертификации продолжается. Руководство РАО «ЕЭС России» одобрило существующий подход к проведению обязательной сертификации электрической энергии. Об этом свидетельствует совместное Решение Госстандарта России, Минэнерго России и Правлением РАО «ЕЭС России» «О мерах по обеспечению проведения обязательной сертификации электрической энергии», принятое 01.10.2001 г., которое направлено на координацию деятельности федеральных органов исполнительной власти, РАО «ЕЭС России» и энергоснабжающих организаций для обеспечения введения обязательной сертификации электрической энергии.

Введение в силу в 2003 г. Федерального закона «0 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.

3.1.3. Область применения приборов «Энерготестер ПКЭ» и «Энергомонитор-3.3Т1» в сфере контроля качества электрической энергии

Приборы предназначены для применения *энергоснабжающими* и *энергопотребляющими* организациями в соответствии со своими полномочиями при осуществлении следующих видов контроля КЭ:

- 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.

Энерготестер ПКЭ предназначен для применения органами *государственного надзора* при проведении:

- сертификационных испытаний электроэнергии;
- испытаний при инспекционном надзоре за сертифицированной электроэнергией.

3.2. 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. Энерготестер ПКЭ 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**». Во время регистрации в правом нижнем углу мигает текст «**регистрация вкл.**».

При исчезновении напряжения питания 16 В (при глубине провала 100 %) Энерготестер ПКЭ обеспечивает сохранение установок и накопленной в памяти информации. При восстановлении питания произойдёт 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 прибора при питании от аккумуляторных батарей (после одного цикла зарядки батарей, при отсутствии напряжения питающей сети) — не менее 2 ч. Время полного заряда аккумуляторных батарей — 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**» активизировать пункт «**Текущие значения ПКЭ**», после чего станут доступными для наблюдения несколько окон.

В энергонезависимой памяти Энерготестера ПКЭ существует 512 архивных суточных зон ПКЭ, в которые происходит сохранение статистических данных о ПКЭ.

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

3.3. Измерения ПКЭ в высоковольтных сетях

При присоединении к электрической сети с номинальным напряжением 6÷330 кВ через измерительные трансформаторы или переносные преобразователи напряжения ПВЕ, номинальное напряжение и значения уставок в Энерготестере ПКЭ 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 по-

следующей обработке результатов измерений на компьютере. В программе «Энергомониторинг Электросетей» эти данные вводят в окне «Свойства архива», после чего они автоматически вносятся в отчёты и протоколы.

3.4. Анализ ПКЭ для определения источника искажений

Используется Энерготестер ПКЭ, укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_н$ = 10 (1000) А или гибкими датчиками тока с $I_н$ = 300/3000 А.

Проведение измерений ПКЭ по напряжению и току — единственный метод, который позволяет:

1) определить источник искажений (виновную сторону) для учёта и последующих коммерческих расчётов;
2) определить параметры ПКЭ для выбора мероприятий по компенсации потерь качества.

Гарантировать необходимое КЭ может только система, построенная на:

- непрерывной регистрации ПКЭ (по току и напряжению) в точках поставки и критических центрах питания (технический аспект);
- договорных отношениях поставщика и потребителя электроэнергии (экономико-правовой аспект).

При контрольных измерениях (регистрации) ПКЭ как по напряжению, так и по току, определяется и фиксируется виновник снижения КЭ в пределах каждых суток, т. к. Энерготестер ПКЭ измеряет и регистрирует мощности искажений (гармоник, прямой, обратной и нулевой последовательностей) с учётом знака (потребление / генерация).

В экономико-правовой части ключевым является практическое введение договорных обязательств о разделении взаимной ответственности за КЭ между поставщиками и потребителями электроэнергии. Договор на электроснабжение должен устанавливать безусловное обязательство энергоснабжающей организации поддерживать в точке общего присоединения (или в другой оговоренной точке контроля) значения ПКЭ в соответствии с нормами ГОСТ 13109 (или более жёсткими). Со стороны потребителя обязательными условиями договора должны быть установка АИИС и выполнение оговоренных графиков электропотребления и других режимных мероприятий. Договор должен составляться с указанием конкретных нормально и предельно допустимых значений ПКЭ.

Следующим шагом должен быть договорной учёт ПКЭ, т. е. потребления и генерации энергии искажений, с их тарификацией и последующими взаимными финансовыми расчётами. Мощность искажений должен оплачивать тот, кто эти искажения генерирует. Особым образом в договоре должны

расцениваться перерывы поставки электроэнергии (провалы напряжения) — конкретно для каждого потребителя.

Основная цель внедрения систем мониторинга ПКЭ на промышленных предприятиях — это сокращение издержек за счёт тесного взаимодействия с поставщиком электроэнергии в рамках собственной Системы Менеджмента Качества, что предусматривается стандартом ISO 9000.

Для электросетевых предприятий, АИИС-ПКЭ — это инструмент для анализа состояния электрооборудования и выявления источников технических потерь.

4 ЭНЕРГОАУДИТ, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ

4.1. Определение потерь мощности в линии электроснабжения в сети 0,4 кВ

Используются два Энерготестера ПКЭ, укомплектованные токоизмерительными клещами с $I_н$ = 100 (1000; 300/3000) А (рис. 4.1).

Рис. 4.1.

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. 4.2). Полученные результаты позволяют определить причину небаланса по узлам учёта поставщика и потребителя электроэнергии.

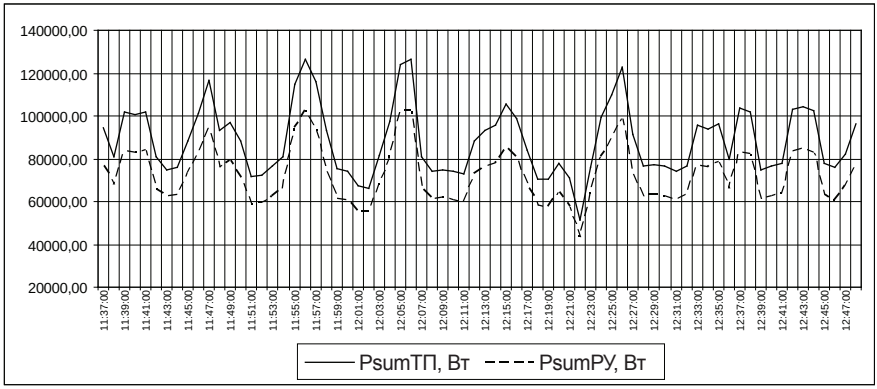

Рис. 4.2. Графики активной мощности
на питающей трансформаторной подстанции (ТП) и на РУ цеха

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

Используется Энерготестер ПКЭ, укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_н$ = 100 (1000) А или гибкими датчиками тока с $I_н$ = 300/3000 А.

Для предварительной оценки активной и реактивной мощностей по фазам (без регистрации) выполняются их измерения в режиме измерений «**МОЩНОСТЬ**».

Для получения протоколов на ПК с помощью программы «Энергомониторинг Электросетей» (рис. 4.3) выполняется регистрация в режиме

«**РЕГИСТРАЦИЯ И ПКЭ**» с интервалами усреднения 1 мин в течение требуемого времени. Программа обеспечивает распечатку протоколов с графиками мощностей по фазам (рис. 4.4), по видам мощности (рис. 4.5) и пр.

Рис. 4.3. Главное окно программы «Энергомониторинг Электросетей»

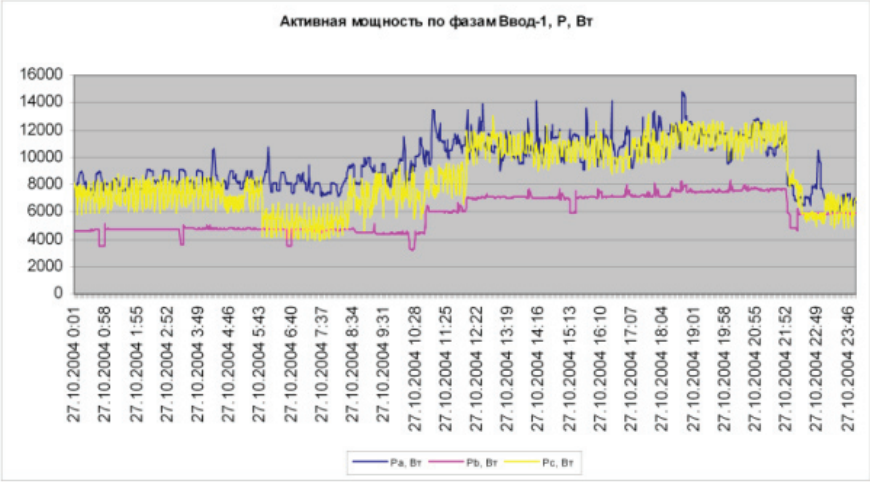

Рис. 4.4. Графики мощностей по фазам

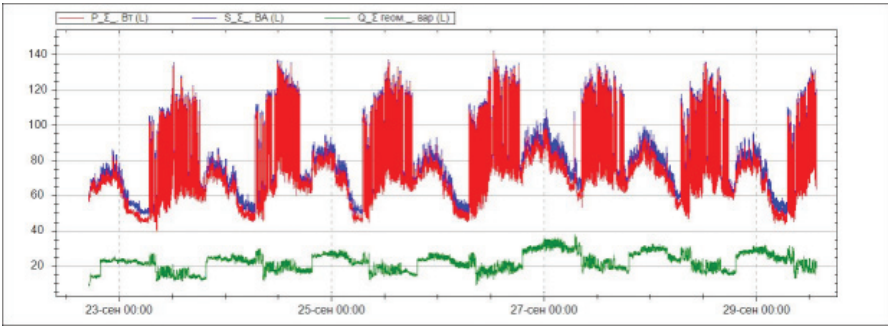

Рис. 4.5. Графики мощностей по видам мощности

4.3. Определение параметров потребления токоприёмников в сети 0,4 кВ

Используется Энерготестер ПКЭ, укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_н$ = 100 (1000) А или гибкими датчиками тока с $I_н$ = 300/3000 А.

При приёмке электроустановок в эксплуатацию и инспекционном контроле условий присоединения требуется проводить измерение tg φ, который показывает отношение реактивной мощности к активной. Для снижения потерь и уменьшения загрузки сетей требуется компенсировать реактивную мощность. В режиме измерения реактивной мощности Энерготестер ПКЭ выполняет прямое измерение tg φ с нормированной погрешностью, что позволяет составлять протоколы, не производя дополнительных расчётов.

Подключение

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

Регистрация активной и реактивной мощностей выполняется Энерготестером ПКЭ одновременно 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, Энерготестер ПКЭ 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 Энерготестера ПКЭ на ПК используется программа «Осциллоскоп» (см. рис. 4.6).

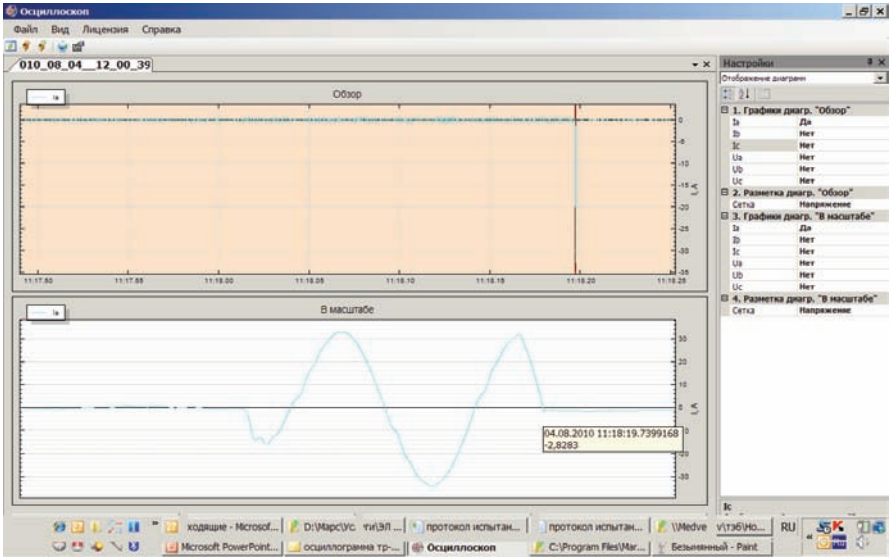

Рис. 4.6. Главное окно программы «Осциллоскоп»

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **ГОСТ 13109–97.** Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

2. **ГОСТ 1983–2001.** Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.

3. **ГОСТ 7746–2001.** Трансформаторы тока. Общие технические условия.

4. **ГОСТ 8.217–2003.** ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки.

5. **ГОСТ 8.259–2004. ГСИ.** Счётчики электрические индукционные активной и реактивной энергии. Методика поверки.

6. **ГОСТ 8.584–2004. ГСИ.** Счётчики статические активной и реактивной энергии переменного тока. Методика поверки.

7. **ГОСТ Р 53333–2008.** Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

8. **ГОСТ Р 54149–2010.** Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

9. **Методика выполнения измерений** параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энергомонитор-3.3Т1» в условиях эксплуатации. Свидетельство № 2203/131А-00340 от 17.04.2007.

10. **Методика выполнения измерений** параметров нагрузки и вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения прибором «Энерготестер ПКЭ» в условиях эксплуатации. Свидетельство № 2203/222А-02439 от 10.08.2009.

11. **МИ 3050–2007.** ГСИ. Рекомендация. Трансформаторы напряжения измерительные 6…110 кВ. Методика поверки ТН на месте эксплуатации при помощи преобразователя напряжения ПВЕ.

12. **МИ 3239–2009.** ГСИ. Рекомендация. Измерительные трансформаторы напряжения $6/\sqrt{3}$; 6; $10/\sqrt{3}$; 10 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации при помощи трёхфазной высоковольтной поверочной установки «УПТВ-3-10».

13. **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».

14. **МИ 3322–2011.** ГСИ. Рекомендация. Счётчики электрические активной и реактивной энергии. Методика поверки на месте эксплуатации при помощи комплекта переносных средств поверки производства «НПП Марс-Энерго».

15. **Федеральный Закон** Российской Федерации от 26 июня 2008 г. N 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

16. **Федеральный закон** Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».