Методики применения прибора «Энерготестер ПКЭ»



Санкт-Петербург
2011 г

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 3
1. Проверка характеристик измерительных каналов АИИС и их элементов 4
1.1 Проверка правильности подключения электросчетчиков 4
1.2 Определение падения напряжения в линии присоединения счетчика к ТН 6
1.3 Проверки ТТ в реальных условиях эксплуатации 8
1.3.1 Определение коэффициента трансформации ТТ для сети 0,4 кВ 8
1.3.2 Измерение нагрузки ТТ. 9
1.4 Измерение нагрузки ТН. 10
2. Ведение коммерческих расчетов с потребителями электроэнергии 12
2.1 Снятие суточного графика нагрузки в сети 0,4 кВ 12
2.2 Снятие суточного графика нагрузки в сети 6-35 кВ 13
2.3 Прямое измерение средней электрической мощности за получасовой интервал в сети 0,4 кВ 13
3. Регистрация и анализ показателей качества электроэнергии (ПКЭ). 14
3.1 Общие сведения 14
3.2 Регистрация ПКЭ в сети 0,4 кВ 19
3.3 Измерения ПКЭ в высоковольтных сетях 20
3.4 Анализ ПКЭ для определения источника искажений 20
4. Энергоаудит и определение потерь мощности. 22
4.1 Определение потери мощности в линии электроснабжения в сети 0,4 кВ 22
4.2 Определение распределения нагрузки по фазам в сети 0,4 кВ 23
4.3 Энергосбережение. Определение параметров потребления токоприемников 24
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 25

ВВЕДЕНИЕ

Предлагаем Вашему вниманию краткий обзор методик по использованию прибора для измерений электроэнергетических величин и показателей качества электроэнергии «Энерготестер ПКЭ».

Сферы применения прибора следующие:

1. Проверка характеристик измерительных каналов Автоматизированных информационно – измерительных систем (АИИС) и их составных элементов (электросчетчики , ТТ, ТН и вторичные цепи) на местах эксплуатации.
2. Ведение коммерческих расчетов с потребителями электроэнергии (ЭЭ).
3. Регистрация и анализ показателей качества электроэнергии (ПКЭ).
4. Энергоаудит, энергосбережение и определение потерь электрической мощности.

1. Проверка характеристик измерительных каналов АИИС и их элементов

1.1 Счётчики электроэнергии

1.1.1 Проверка правильности подключения электросчетчиков

Для этих целей используется прибор, укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_{ном}$ = 10 (100) А. Зажимы щупов для измерения напряжения можно подключить к токонесущим проводникам (шинам) измеряемой сети в РУ или на ИКК счетчика. А клещи подключаются к токовой измерительной цепи счетчика ЭЭ с учетом направления «генератор-нагрузка».

В меню «Усреднение» выбрать время усреднения 3 с (рис.1.1). Для запуска режима `Усреднение` необходимо выбрать пункт `Начать счет` и нажать клавишу `ENT`, при этом пункт `Начать счет` изменится на `Закончить счет`(рисунок 1.1). Расчет и отображение усредняемых параметров начнется когда текущее время Энеерготестера ПКЭ превысит заданное время начала усреднения, при этом в правом нижнем углу ЖКД появится сообщение `ИДЕТ УСРЕДНЕНИЕ`

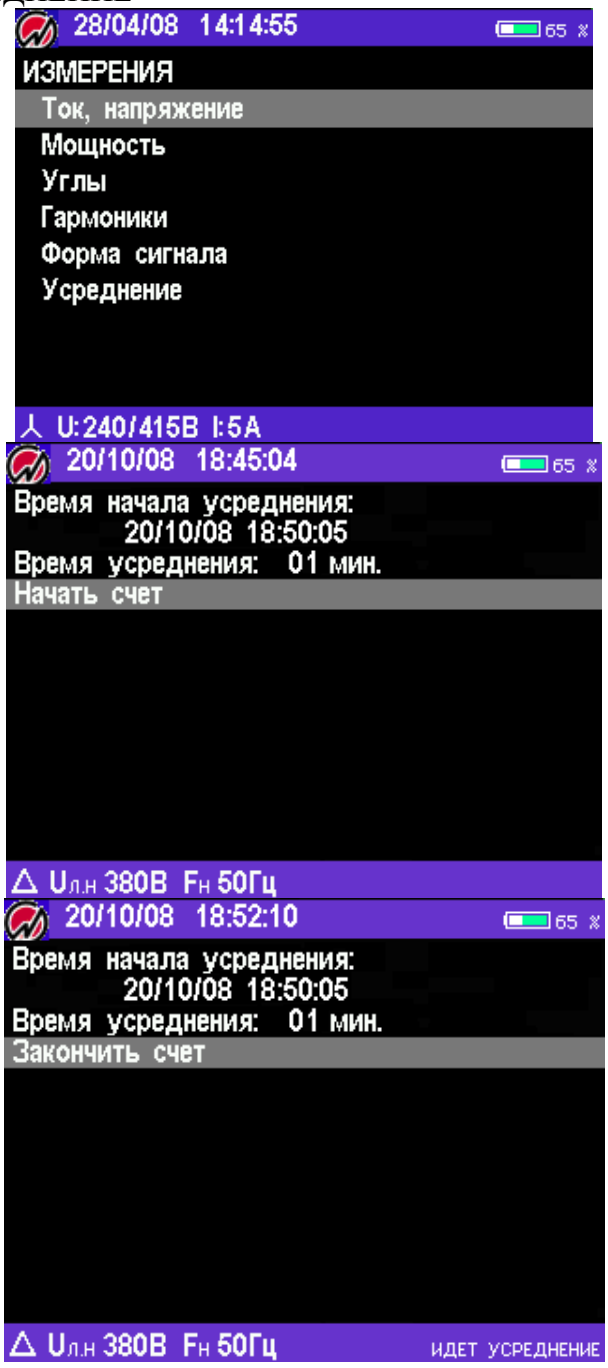


Рис. 1.1

Измерить углы между током и напряжением, углы сдвига фаз (рис.1.2).

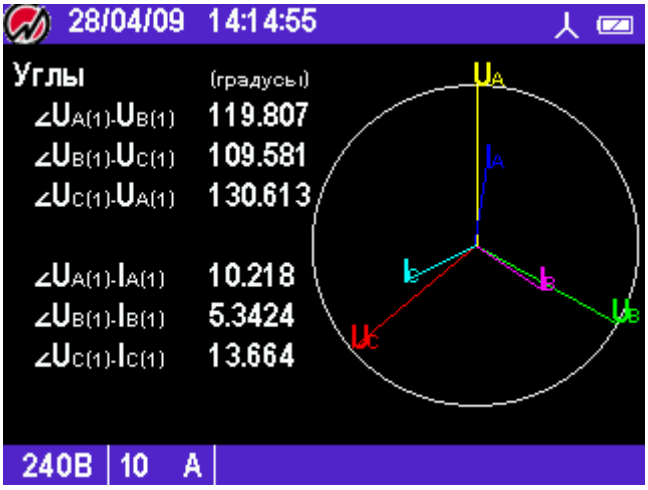


Рис.1.2

Измерить активную мощность (рис.1.3).



Рис.1.3

Электросчетчик подключен правильно, если:

- чередование фаз напряжений прямое,
- измеренные значения углов сдвига фаз напряжений положительны и равны 120± 10°;
- углы между током и напряжением лежат в пределах ± 90°;
- знак активной мощности в трех фазах одинаков: положительна - идет потребление, или отрицательна – идет генерация.

1.1.2 Контроль метрологических характеристик электросчетчиков

Прибор «Энерготестер ПКЭ», укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_{ном}$ = 10 (100) А подключается следующим образом. Зажимы щупов для измерения напряжения можно подключить к токонесущим проводникам (шинам) измеряемой сети в РУ или на ИКК счетчика. А клещи подключаются к токовой измерительной цепи счетчика ЭЭ с учетом направления «генератор-нагрузка».

Оценить погрешность счетчика можно прямо на месте (без снятия нагрузки) с помощью режима «Энергия». Для этого выбрать ручной тип запуска. Прибор включить в режим измерения энергии нарастающим итогом (рисунок 1.4) и выполнить следующие действия:



Рис. 1.4. Режим измерения энергии нарастающим итогом на экране прибора «Энерготестер ПКЭ»

- После появления на счетчике показаний сразу на приборе нажать Клавишу 1 (обеспечивает сброс параметров потребления энергии) и записать показания счетчика;
- За время измерений разница показаний счетчика («приращение энергии») должна составить не менее 100 дискретностей показания счетчика. Например, при дискретности счетчика 0,01 приращение должно быть не менее 1,00.
- По окончании времени измерений (достижения показания счетчика нужного значения) нажать Клавишу 2 (обеспечивает остановку производимого в данный момент измерения и заморозку экрана с полученными данными) и записать показания счетчика и показания прибора;
- Значение погрешности счётчика рассчитать относительно измеренной прибором энергии для последующего протокола.

Замеры повторить не менее 5 раз и определить среднюю погрешность.

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

1.2 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, соединяющих зажимы выходной обмотки ТН с измерительной клеммной колодкой (ИКК), расположенной рядом со счетчиком на пункте учета ЭЭ, необходимы два прибора «Энерготестер ПКЭ». Методика выполнения измерений аттестована и доступна на сайте производителя прибора [6]. Допускаемая относительная погрешность прибора при измерении напряжения ±0,1%.

Порядок проведения работ предусматривает следующие действия. Перед началом измерений необходимо синхронизировать внутренние часы приборов, затем подключить оба Прибора к измерительной клеммной колодке (ИКК) счетчика (рис.1.5). Установите в приборах «время усреднения» равным 30 мин. и «время начала усреднения» в каждом приборе. Для запуска режима `Усреднение` необходимо выбрать пункт `Начать счет` и одновременно на двух приборах нажать клавишу `ENT`, при этом пункт `Начать счет` изменится на `Закончить счет`. Расчет и отображение усредняемых параметров начнется,

когда текущее время Энерготестера ПКЭ превысит заданное «время начала усреднения», при этом в правом нижнем углу ЖКД появится сообщение `ИДЕТ УСРЕДНЕНИЕ.

Для отображения на экране ЖКД действующих значений напряжений и токов с заданным временем усреднения необходимо нажать клавишу $\Leftarrow$ или $\Rightarrow$. Переход между экранами задания времени усреднения и отображения усредненных значений осуществляется по циклу клавишами $\Leftarrow$, $\Rightarrow$. По истечении 30 минут выполните запись в протокол результатов измерений приборами П1 и П2 значений напряжения N_{1K} и N_{2K} , соответственно по каждой фазе. Для возврата из режима ` Усреднение ` необходимо нажать клавишу `ESC`.

Примечание. *Прибор «Энерготестер ПКЭ» позволяет производить измерение напряжений в трех фазах одновременно. При трехпроводной схеме включения вместо фазных измеряются междуфазные напряжения.*

Закончите измерения на обоих приборах и отключите П2 от клемм электросчетчика.

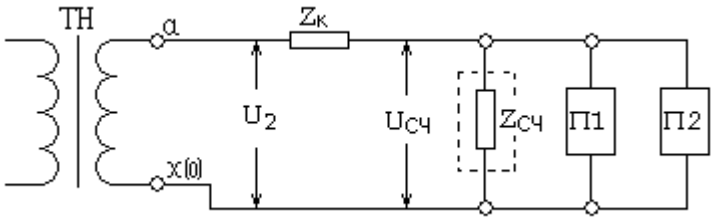


Рисунок 1.5 Схема калибровки.

Zк - импеданс линии; Zсч - импеданс нагрузки (счетчика); П1, П2 – приборы «Энерготестер ПКЭ».

Отключите Прибор 2 от счетчика и подключите его к зажимам выходных обмоток ТН согласно рис.1.6.

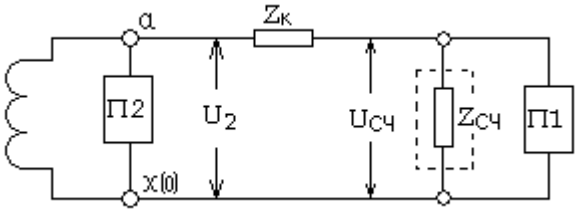


Рисунок 1.6.

Схема измерений.

Zк - импеданс линии; Zсч - импеданс нагрузки (счетчика); П1, П2 – приборы «Энерготестер ПКЭ».

Установите в приборах «время усреднения» равным 30 мин. и одинаковое, заранее обусловленное «время начала усреднения» в каждом приборе. Одновременно войдите в режим измерений «ток, напряжение».

По истечении 30 минут (окончании цикла усреднения) выполните запись измеренных приборами П1 и П2 значений напряжения N_1 и N_2 , соответственно. Закончите измерения на обоих приборах и отключите их от цепей.

Пользуясь тем, что приборы одновременно измеряли и регистрировали вначале одно и тоже напряжение, а затем напряжения на выходных клеммах ТН и ИКК, можно рассчитать поправку, а затем погрешность $\delta_л$, вызванную падением напряжения во вторичных цепях измерительных ТН.

1.3 Проверки ТТ в реальных условиях эксплуатации

Данная методика распространяется на измерительные трансформаторы тока (ТТ), выпущенные по ГОСТ 7746, 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.

Для выполнения измерений по схеме рисунок 1.7 применяется прибор «Энерготестер ПКЭ» в комплекте с гибкими датчиками тока (Iн=300/3000 А) и с токоизмерительными клещами (Iн=10 А), с блоком коммутации «БК 10-3000» и спецкабелем со щупами для измерительного входа прибора Uн 10В.

Все испытания производятся без отключения ТТ от действующей схемы и без снятия нагрузки.

Примечание. Рекомендуется производить испытания в периоды (суточные зоны) как максимального, так и минимального потребления. Для определения указанных периодов следует выполнить регистрацию нагрузки сети с помощью прибора с гибкими датчиками тока (Iн=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 (рисунок 1.6).

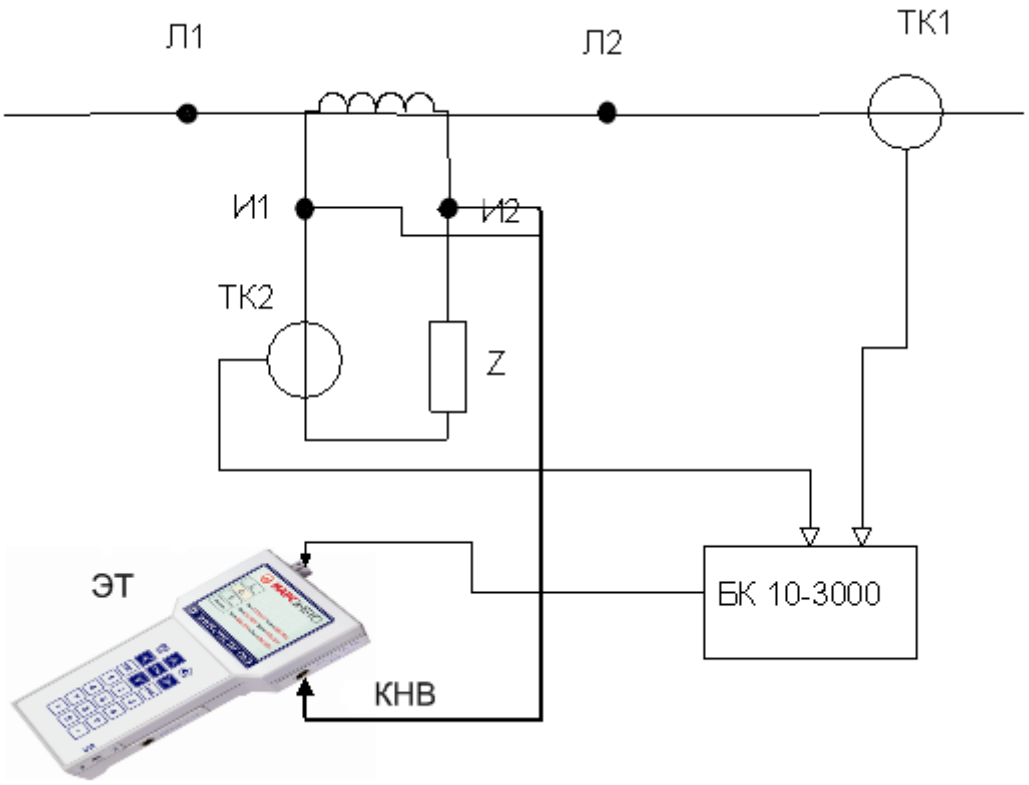


Рис. 1.7. Схема испытаний.

ЭТ – прибор Энерготестер ПКЭ; «БК 10-3000» - блок коммутации; ТК – токовые датчики; КНВ – кабель низковольтный; Z – реальная нагрузка вторичной цепи ТТ.

Выбрать тип схемы подключения «3ф3пр» и, при необходимости, изменить диапазон измерения тока с 3000А на 300А как в приборе, так и на усилителе клещей токоизмерительных. К прибору подключить блок коммутации «БК 10-3000».

Токоизмерительные клещи ТК1 фазы «В» 3000А первоначально подсоединить к «БК 10-3000», а затем установить на шину с учетом направления «генератор-нагрузка».

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

Убедиться в правильности подключения ТТ следующим образом. Войти в режим «Измерение» - «Углы». На дисплее в результате измерений индицируется значение угла между векторами тока фаз «А» и «В».

Если значение угла I_{A1} ^I_{B1} = ±(0…2)°, то вторичная обмотка ТТ подключена **правильно**. Если значение угла I_{A1} ^I_{B1} = ±(178…180)°, то вторичная обмотка подключена неправильно.

Определение коэффициента трансформации ТТ.

1. Войти в режим «Усреднение - Время усреднения» и установить время 1 мин.
2. При необходимости изменить диапазон измерения тока с 3000А на 300А как в приборе, так и на усилителе клещей токоизмерительных.
3. Войти в режим «Измерение – Ток, напряжение» и через 60 с записать показания прибора в протокол по токам I_A и I_B . Повторить запись еще 4 раза.
4. Рассчитать фактические значения тока вторичной цепи: $I_{Aф}$, разделив записанные показания прибора на 300 (для диапазона 3000А) или на 30 (для диапазона 300А).
5. Рассчитать фактические значения коэффициента трансформации ТТ: Ктт= I_B / $I_{Aф}$
6. Определить среднее значение из 5 рассчитанных Ктт.

ТТ неисправен, если измеренное значение Ктт отличаются от номинального более, чем на ± 5%.

1.3.2 Измерение нагрузки ТТ.

Методика выполнения измерений аттестована и доступна на сайте производителя прибора [6]. Подключить прибор к вторичной цепи ТТ в соответствии со схемой рис.1.7 (БК и клещи 300/3000А можно не подключать) и Руководством по эксплуатации прибора.

- Включить прибор по схеме «однофазная двухпроводная».
- В меню «Усреднение» установить время усреднения 1 мин.
- Измерить прибором полную мощность S_2 (ВА), используя измерительный канал с номинальным напряжением 10В, напряжение во вторичной цепи ТТ. Записать в протокол измеренные значения.
- Повторить измерения по п.п. 1.3.2 еще 4 раза.
- Рассчитать среднюю полную мощность нагрузки.

Если напряжение во вторичной цепи ТТ превышает 15 В, то следует выполнять прямые измерения полной мощности S_2 (ВА) прибором, используя измерительный канал с номинальным напряжением 240В .

Для сохранения в памяти прибора измеренных значений мощности можно воспользоваться режимом «Регистрация ПКЭ».

ТТ эксплуатируется в классе точности, если измеренные значения S2 лежат в пределах 25…100 % от номинальной нагрузки.

1.4 Измерение нагрузки ТН.

Методика выполнения измерений аттестована и доступна на сайте производителя прибора [6].

Соберите схему измерений, представленную на рисунке 1.8, для однофазного ТН. В схеме используются токоизмерительные клещи из комплекта прибора в соответствии с маркировкой. Убедитесь в работоспособности собранной схемы, проконтролировав текущие значения тока и напряжения.

Для измерений нагрузки в трехфазных ТН к входам прибора Ua, Uc и Ub подключите соответствующие фазы вторичных цепей и установите токоизмерительные клещи фаз «А», «В» и «С» аналогично схеме рис. 1.7. При необходимости, в приборе установите схему «3-хфазная 3-хпроводная». Определите соответствие маркировки фаз измеряемой трехфазной сети правильному чередованию фаз с помощью прибора (пункт меню прибора «Измерения-Углы»). Чередование фаз входных сигналов должно совпадать с маркировкой соответствующих измерительных каналов напряжения и тока прибора.

При исследовании однофазных трехобмоточных ТН к входам прибора Ua и Ub подключите соответственно основную и дополнительную вторичную цепь и установите токоизмерительные клещи фаз «А» и «В» на основную и дополнительную цепь аналогично рис. 1.7.

Подготовьте и проверьте режим работы прибора в соответствии с Руководством по эксплуатации. В режиме «Усреднение - Время усреднения» выберите время «3 сек».

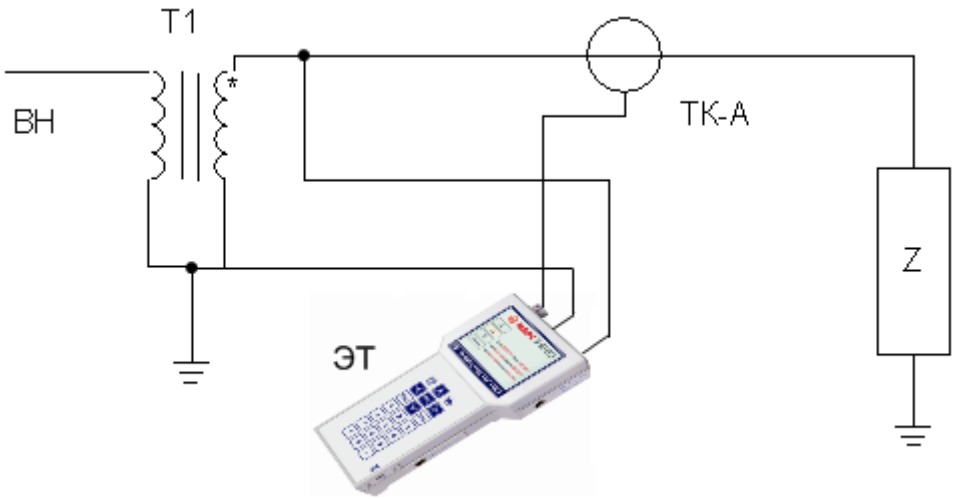


Рисунок 1.8 – Схема измерения нагрузки вторичных цепей ТН.
ВН – высокое напряжение; Т1 – ТН однофазный; ЭТ - прибор Энерготестер ПКЭ; ТК-А – токоизмерительные клещи фазы «А»; Z – реальная нагрузка ТН.

Для выполнения измерений нагрузки ТН следует войти в режим прибора «Измерения - Мощность – Мощность полная». Произвести прямые измерения полной мощности фазных нагрузок ТН (S_a, S_b, S_c), а для трехфазных ТН – суммарной полной мощности S_Σ, заполняя протокол, форма которого представлена в приложении 1. Одновременно выполните измерения коэффициентов мощности Кр и фазных вторичных напряжений.

Пересчитайте полные мощности каждой фазной нагрузки ТН на номинальное напряжение вторичной обмотки ТН (100 /√3, 100 В)

Для измерений нагрузки в трехфазных ТН пересчитывают полную суммарную мощность, а для однофазных трехобмоточных ТН пересчитывают полную мощность по фазам «А» и «В» и суммируют их.

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

Для ТН: $0{,}25 \cdot S_{2ном}\left(\frac{U_2}{U_{2ном}}\right)^2$ до $S_{2ном}\left(\frac{U_2}{U_{2ном}}\right)^2$

2. Ведение коммерческих расчетов с потребителями электроэнергии

2.1 Снятие суточного графика нагрузки в сети 0,4 кВ

Используется прибор, укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_н$ =10; 1000 А или гибкими датчиками с $I_н$=300/3000А (Рис. 2.1).



Рис. 2.1.

Регистрация активной и реактивной мощности выполняется прибором с интервалами усреднения 3 с, 1 мин. или 30 мин. с возможностью последующего интегрирования на компьютере (для расчета электроэнергии) (рис. 2.2).

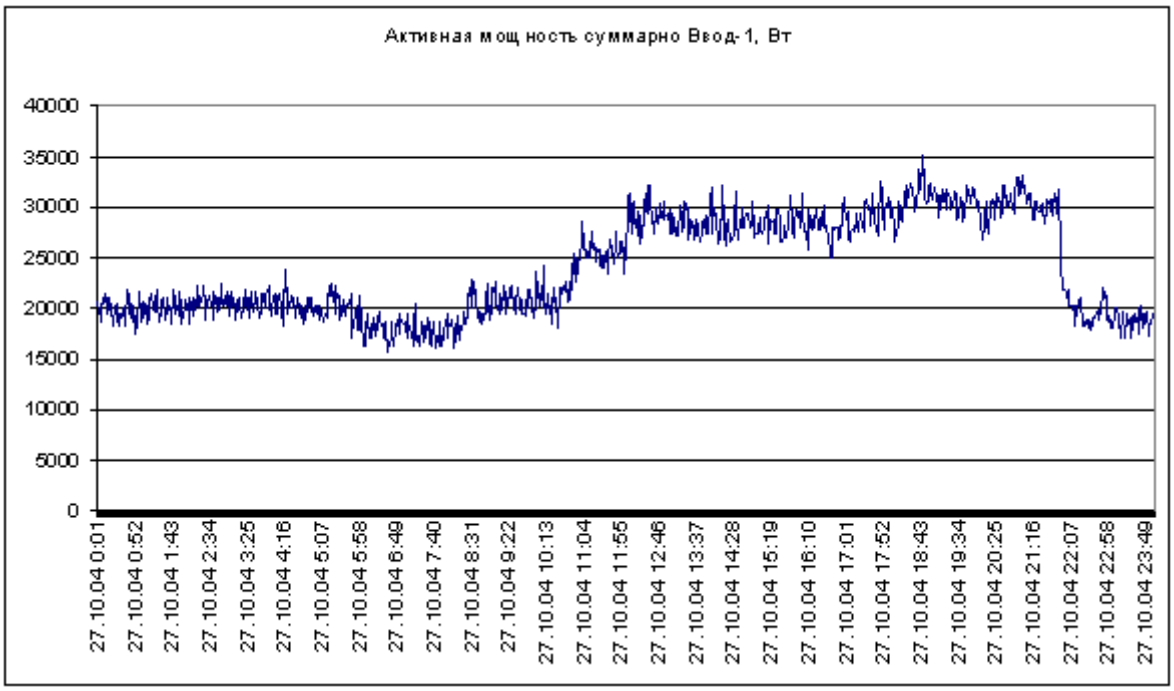


Рис. 2.2.

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

- 16 часов при времени усреднения 3 сек.,
- 15 суток при времени усреднения 1 мин. (в т.ч. значений ПКЭ),
- 13 месяцев при времени усреднения 30 мин.

2.2 Снятие суточного графика нагрузки в сети 6-35 кВ

Используется прибор, укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_н$ = 5 (3000) А. Перед началом регистрации необходимо записать параметры использованных измерительных ТН и ТТ для того, чтобы ввести их при последующей обработке на компьютере (типы, зав. №№, номиналы, класс точности). Регистрация активной и реактивной мощности выполняется прибором с интервалами - см. п.2.1.

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

Используется прибор, укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_н$ =1000А или гибкими датчиками с $I_н$=300/3000А. Перед началом измерения необходимо в настройках прибора выбрать время усреднения. Возможна установка следующих значений времени от 1 мин. до 30 мин. Например, после установки усреднения 30 мин. нужно войти в режим «Измерение» - «Мощность». Запускается замер выбранной мощности (активная или реактивная) по таймеру, информация на дисплее прибора обновляется каждые 30 мин. При этом отображается бегущая строка, соответствующая прошедшему времени усреднения.

3. Регистрация и анализ показателей качества электроэнергии (ПКЭ).

3.1 Общие сведения

3.1.1 Общие сведения о влиянии качества электроэнергии

Существенное влияние на эффективность, надежность и качество электроснабжения оказывают кондуктивные электромагнитные помехи, которые характеризуются показателями качества электроэнергии (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 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 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 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.

Причём у крупных промышленных предприятий с разветвленной электросетью 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-ая 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 трем. Высшие гармоники тока, кратные трем, в трехфазных сетях вызывают специфический результирующий эффект. Гармоники, кратные третьей, 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 электросетей 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 учет электрической энергии и претензии к энергоснабжающим организациям. Влияние ПКЭ на погрешность измерения количества электроэнергии электросчётчиками хорошо изучено. Поэтому по новым стандартам с 2005 года устанавливается предельная дополнительная погрешность электросчётчика, возникающая от влияния ПКЭ.

Специалистами испытательной лаборатории Московского энергетического института были выполнены многочисленные измерения ПКЭ и дополнительных параметров ЭЭ 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. Данные измерения показали, что искажения синусоидальности и симметрии токов и напряжений в действующих электрических сетях, включая сети высоких напряжений, могут достигать десяти и более процентов. 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.

Источником несинусоидальности напряжения в электрических сетях является 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 следующие:

– 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, 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 ЭЭ на основной частоте прямой последовательности, преобразует часть ее в энергию искажений и передает 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 последовательности.

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 (РПН) в центре питания (ЦП) распределительной сети;
– отсутствие автоматического регулятора напряжения (АРН) в ЦП или его не использование;
– 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 (ЭСО) 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.

3.1.2 Нормативные документы

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 ЭЭ 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 г. « О перечне товаров, подлежащих обязательной сертификации и перечне услуг, подлежащих обязательной сертификации».

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

- ГОСТ 13109-97 [14]. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения;
- ГОСТ Р 53333-2008 [15]. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

С 1 января 2013 г. вводится ГОСТ Р 54149-2010[16]. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ГОСТ 13109-97 устанавливает, какие показатели качества электрической энергии (ПКЭ) следует применять для электромагнитной совместимости и безопасности, дает их определение, методы их расчета, нормы (пределы) и вероятные источники ухудшения ПКЭ. Область распространения ГОСТ: в электрических сетях 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 допускаемые и

предельно допускаемые. Оценка соответствия показателей КЭ указанным нормам проводится в течение расчетного периода, равного 24 часам.
Установлены следующие показатели КЭ:

ГОСТ 13109	Примечания	ГОСТ Р 53333
4.1.1 Установившееся отклонение напряжения $\mathbf{dU_y}$		+
4.1.2 Размах изменения напряжения dU_t.		-
4.1.3 Доза фликера P_t.		-
4.1.4 Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U		+
4.1.5 Коэффициент n-ой 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 $\Delta\mathbf{f}$.		+
4.1.9 Длительность провала напряжения $\Delta t_П$		+
4.1.10 Импульсное напряжение $U_{имп}$.	Не нормируется	-
4.1.11 Коэффициент временного перенапряжения $K_{перU}$	Не нормируется	-

ГОСТ Р 53333-2008 не определяют методики измерения таких ПКЭ, как размах изменения напряжения dU_t. и доза фликера P_t

Росстандартом установлено, что для целей сертификации ЭЭ временно используются только два показателя: отклонение частоты $\Delta\mathbf{f}$ и установившееся отклонение напряжения $\mathbf{dU_y}$

Система, предлагаемая в ГОСТ Р 53333-2008 по контролю качества электрической энергии, ориентирована на проведение периодического контроля КЭ, так как 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 53333-2008 по контролю КЭ, нашли отражение следующие вопросы:

- выбор пунктов периодического контроля КЭ, в том числе 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, к 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 применение 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 качеству электрической энергии 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 "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.

3.1.3 Область применения приборов «Энерготестер ПКЭ» и «Энергомонитор 3.3Т1» в сфере ПКЭ.

Приборы предназначены 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 (ТУ), разрешений или иных документов на присоединение;
- контроль при определении условий договора между энергоснабжающей организацией и потребителем;
- контроль при допуске к эксплуатации электроустановок потребителей, ухудшающих качество электрической энергии (далее – КЭ);
- контроль при рассмотрении претензий к КЭ.

Прибор предназначен для применения органами государственного надзора при проведении:

- сертификационных испытаний ЭЭ;
- испытаний при инспекционном надзоре за сертифицированной ЭЭ.

3.2 Регистрация ПКЭ в сети 0,4 кВ

Для регистрации ПКЭ по ГОСТ 13109 каналы токов не используются. Измерения ПКЭ в соответствии с ГОСТ выполняются по **РД 153-34.0-15.501-00** и **МИ 2536-99.** Расчет ПКЭ производится по формулам, приведенным в ГОСТ 13109-97. Начать регистрацию ПКЭ можно либо с текущего момента (при этом в нижней строке появится сообщение `идет усреднение`), либо с заранее установленных даты и времени (при этом в нижней строке появится сообщение `ждем начало рег.`, которая сменится сообщением `идет регистрация` при достижении заданного времени начала регистрации). При достижении

времени окончания регистрации, в нижней строке появляется сообщение `нет регистрации`. Для начала регистрации необходимо подвести указатель к пункту `НАЧАТЬ РЕГИСТРАЦИЮ` и нажать клавишу `ENT`, при этом текст `НАЧАТЬ РЕГИСТРАЦИЮ` изменится на `ЗАКОНЧИТЬ РЕГИСТРАЦИЮ`.

При исчезновении напряжения питания 16 В (при глубине провала 100 %) прибор обеспечивает сохранение установок и накопленной в памяти информации. При восстановлении напряжения сети питания Прибор обеспечивает автоматическое включение в режим регистрации. Время непрерывной работы Прибора при питании от аккумуляторных 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, можно наблюдать как во время регистрации, так и не проводя регистрации. Для этого необходимо, находясь в пункте меню `Показатели ПКЭ`, активизировать подпункт `Текущие значения ПКЭ`, после чего будет доступно для наблюдения несколько окон

Через 7 суток непрерывной регистрации измерения прекращают, прибор подключается к компьютеру. В компьютерной программе «Энергомониторинг» формируются отчеты и протоколы измерений в соответствии с ГОСТ по каждым суткам. Одновременно с ПКЭ могут регистрироваться и измеренные параметры токов, фазных углов, мощности: гармоник, обратной и нулевой последовательности и пр. для последующего анализа.

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

3.3 Измерения ПКЭ в высоковольтных сетях

При присоединении к электрической сети с номинальным напряжением 6…330 кВ через измерительные трансформаторы или переносные преобразователи ПВЕ, номинальное напряжение в Приборе и значения уставок необходимо выбрать в соответствии со значением напряжения на вторичных обмотках измерительных трансформаторов. Необходимо записать параметры использованных измерительных ТН и ТТ для того, чтобы ввести их при последующей обработке на компьютере.

В программе «Энергомониторинг» при считывании данных из прибора после нажатия на кнопку <Сохранить> открывается окно, в котором следует ввести значения параметров измерительных ТТ и ТН: напряжение (ток) первичной обмотки; напряжение (ток) вторичной обмотки; класс точности, тип и заводской номер. Эти параметры вносятся в протокол автоматически.

3.4 Анализ ПКЭ для определения источника искажений

Используется прибор, укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_н$ =10; 1000 А или гибкими датчиками с $I_н$=300/3000А. Не проводя измерений ПКЭ как по напряжению, так и по току, нет никакой возможности, во-первых, определить источник искажений (виновную сторону) – для учёта и последующих коммерческих расчётов, а во-вторых, знать параметры ПКЭ для выбора мероприятий по их компенсации. Гарантировать необходимое КЭ может только система, построенная:

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

При контрольных измерениях (регистрации) ПКЭ как по напряжению, так и по току, определяется и фиксируется виновник снижения качества ЭЭ в пределах каждых суток,

поскольку прибор измеряет и регистрирует мощности искажений (гармоник, обратной и нулевой последовательности) с учетом знака (потребление/генерация).

В экономико-правовой части ключевым является практическое введение договорных обязательств о разделении взаимной ответственности за КЭ между поставщиками и потребителями электроэнергии. Договорами на электроснабжение должно устанавливаться безусловное обязательство энергоснабжающей организации поддерживать в точке общего присоединения (или в другой оговоренной точке контроля) значения ПКЭ в соответствии с нормами ГОСТ 13109-97 (или более жесткими). Со стороны потребителя обязательными условиями договора должно быть: установка АИИС и выполнение оговоренных графиков электропотребления и других режимных мероприятий. Договор должен составляться с указанием конкретных нормально и предельно допускаемых значений ПКЭ. Следующим шагом должен быть договорной учёт ПКЭ, т.е. потребления и генерации энергии искажений, с их тарификацией и последующими взаимными финансовыми расчётами. Здесь принцип простой – мощность искажений оплачивает тот, кто эти искажения генерирует. Особым образом в договорах должны расцениваться перерывы поставки ЭЭ (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 стандартами ISO 9000.

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

4. Энергоаудит и определение потерь мощности.

4.1 Определение потери мощности в линии электроснабжения в сети 0,4 кВ

Используются два прибора, укомплектованные токоизмерительными клещами с $I_{ном}$ = 100; 1000 или 300/3000А (фото 4.1).



Фото 4.1.

Зажимы щупов для измерения напряжения и токоизмерительные клещи первого прибора подключались 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 для предварительной оценки потерь. Результаты измерений обрабатываются на компьютере в программе «Энергомониторинг» и экспортируются в программу MS Excel (из пакета MS Office). В программе MS Excel выполняется статистическая обработка для определения средних потерь в линии и представления на графике (см. рисунок 4.2). Измерения позволяют определить причину небаланса по узлам учета поставщика ЭЭ и потребителя.

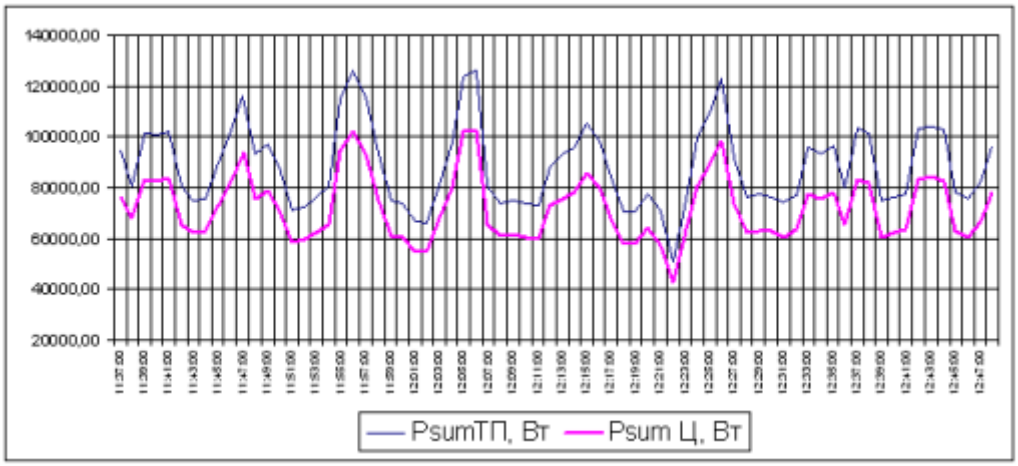


Рис. 4.2. График. Активная мощность на питающей ТП и на РУ цеха.

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

Используется прибор, укомплектованный токоизмерительными клещами с $I_н$ =100; 1000 А или гибкими датчиками с $I_н$=300/3000А.

Для предварительной оценки активной и реактивной мощности по фазам (без регистрации) выполняются замеры с выбранным усреднением от 1 мин. до 30 мин.

Для получения протоколов с помощью программы «Энергомониторинг» выполняется регистрация прибором (в режиме ПКЭ) с интервалами усреднения 1 мин. в течение требуемого времени. Программа обеспечивает распечатку протоколов с графиками мощностей по фазам (рис. 4.3), по видам мощности (рис. 4.4) и пр.

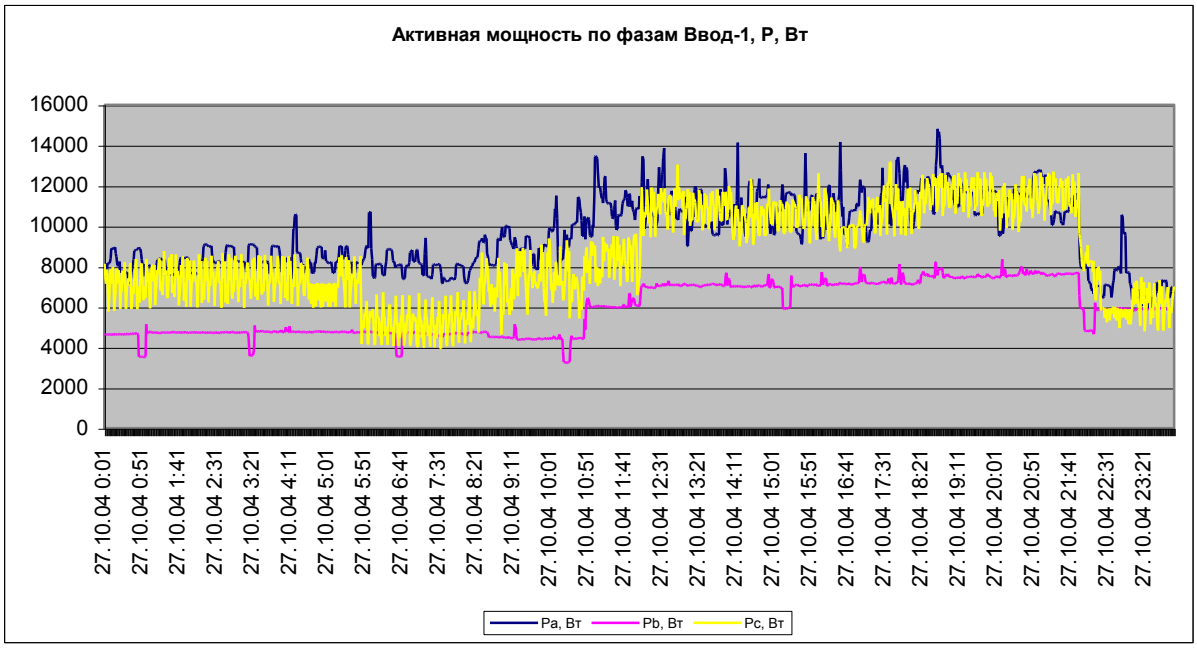


Рис. 4.3



Рис. 4.4.

4.3 Определение параметров потребления токоприемников

Используются приборы, укомплектованные токоизмерительными клещами с $I_н$ =100; 1000 А или гибкими датчиками с $I_н$=300/3000А. Прибор подключается к центру питания электротехнического устройства (привод, ТЭН, ГРЩ и т.п.). Регистрация активной и реактивной мощности выполняется прибором с интервалами усреднения 3 с, 1 мин., 30 мин. Программа «Энергомониторинг электросетей» обеспечивает распечатку протоколов с графиками измеренных параметров (I, U, P, Q, Kp, фазные углы и т.д.).

Кроме того, Приборы «Энерготестер ПКЭ» могут работать в режиме осциллографирования, т.е. регистрации данных, поступающих непосредственно с АЦП 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 пр. Для этого используется ПО «Осциллоскоп» (см. рис.5.8).

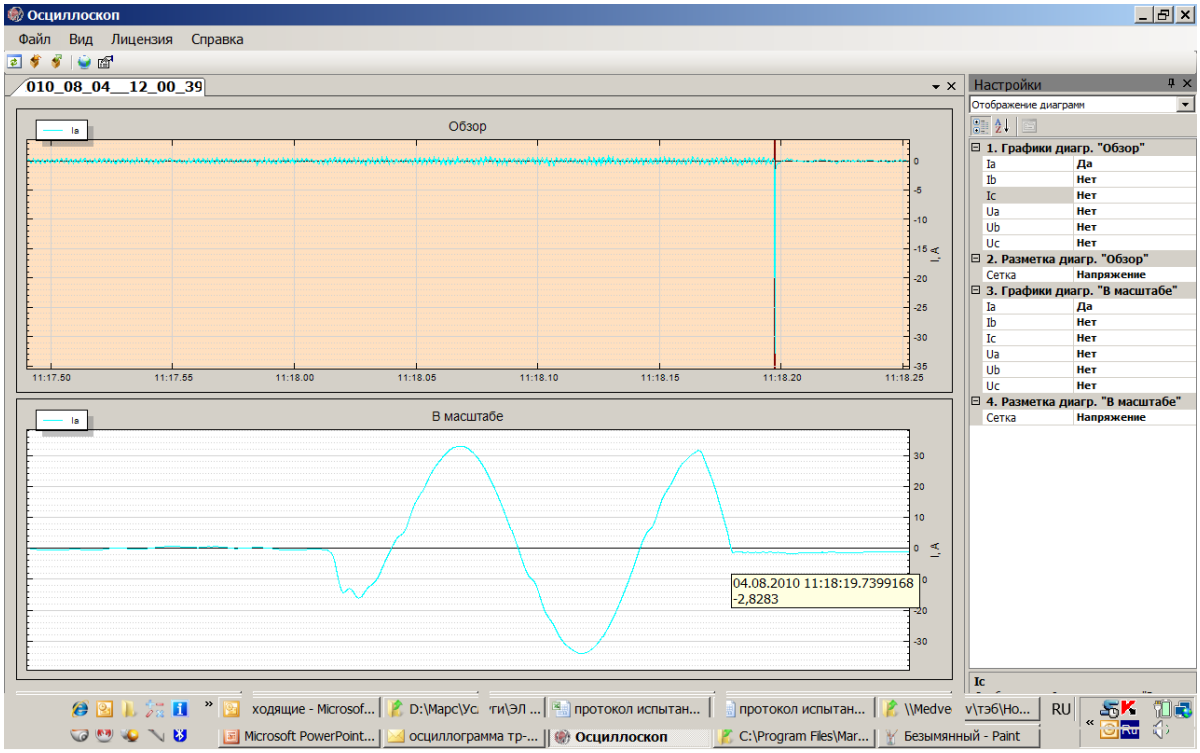


Рис. 5.8. ПО «Осциллоскоп».

Результаты измерений из программы «Энергомониторинг электросетей» могут экспортироваться в программу MS Excel (из пакета MS Office). В программе MS Excel выполняется статистическая обработка для определения средних, максимальных и минимальных значений параметров за выбранный период времени. Там же можно построить соответствующие графики и гистограммы.

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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».
2. Федеральный Закон Российской Федерации от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений".
3. **ГОСТ 8.584-2004.** ГСИ. Счетчики статические активной и реактивной энергии переменного тока. Методика поверки.
4. **ГОСТ 8.259-2004.** ГСИ. Счетчики электрические индукционные активной и реактивной энергии. Методика поверки.
5. **МИ 3322-2011**. ГСИ. Рекомендация. Счетчики электрические активной и реактивной энергии. Методика поверки на месте эксплуатации при помощи комплекта переносных средств поверки производства «НПП МАРС-ЭНЕРГО»».
6. **МИ 3050-2007**. ГСИ. Рекомендация. Трансформаторы напряжения измерительные 6…110 кВ. Методика поверки ТН на месте эксплуатации при помощи преобразователя напряжения ПВЕ.
7. **МИ 3239-2009**. ГСИ. Рекомендация. Измерительные трансформаторы напряжения 6/√3; 6; 10/√3; 10 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации при помощи трехфазной высоковольтной поверочной установки «УПТВ-3-10».
8. **МИ 3314-2011.** ГСИ. Рекомендация. Трансформаторы напряжения измерительные 220/√3, 330/√3 кВ. Методика поверки на месте эксплуатации при помощи преобразователя напряжения серии «ПВЕ».
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. **ГОСТ 8.217-2003.** ГСИ. Трансформаторы тока. Методика поверки.
12. **ГОСТ 7746-2001.** Трансформаторы тока. Общие технические условия
13. **ГОСТ 1983-2001.** Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
14. **ГОСТ 13109-97.** Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
15. **ГОСТ Р 53333-2008.** Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
16. **ГОСТ Р 54149-2010**. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.