



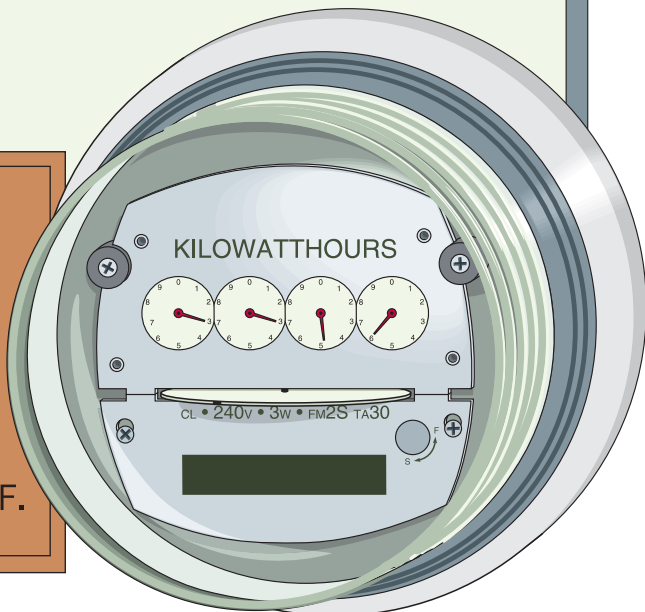
АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Практикум



ON.

OFF.



Министерство образования и науки Российской Федерации
Тольяттинский государственный университет
Институт энергетики и электротехники
Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Практикум

Составитель А.А. Кувшинов

Тольятти
Издательство ТГУ
2012

УДК 621.316.176:681.5

ББК 31.29-5

A224

Рецензенты:

к.т.н., администратор проекта «Рено-Ниссан» ЗАО «Полад»

Д.А. Яковлев;

д.т.н., профессор Тольяттинского государственного университета

В.К. Шакурский.

A224 Автоматизация систем электроснабжения : практикум / сост. А.А. Кувшинов. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2012. – 40 с. : обл.

В практикуме изложены принципы функционирования и расчета основных видов режимной и противоаварийной автоматики, средств автоматизации учета потребления электроэнергии. Рассмотрены задачи по расчету режимных параметров автоматики включения синхронных генераторов на параллельную работу, автоматического регулирования возбуждения синхронных генераторов, автоматической частотной разгрузки электроэнергетических систем.

Предназначен для подготовки магистров направления 140600 «Электротехника, электромеханика и электротехнологии» по программе «Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем».

УДК 621.316.176:681.5

ББК 31.29-5

Рекомендовано к изданию научно-методическим советом Тольяттинского государственного университета.

© ФГБОУ ВПО «Тольяттинский государственный университет», 2012

ВВЕДЕНИЕ

Производство и передача электроэнергии являются процессами динамичными и подверженными случайным возмущающим воздействиям, например коротким замыканиям. При этом в каждый момент времени должен выполняться баланс генерируемой и потребляемой электроэнергии. Быстротечность электромагнитных и электромеханических переходных процессов обусловила развитие технических средств автоматического управления еще в период становления электроэнергетики.

За последнее десятилетие произошло существенное обновление средств автоматического управления нормальными режимами работы электроэнергетических объектов, электрических станций, электроэнергетических систем, противоаварийной автоматики, автоматизации диспетчерского управления за счет широкого внедрения аналоговых, аналого-цифровых, цифровых электронных устройств и особенно микропроцессорной техники.

Типичными представителями новой техники управления в электроэнергетике стали автоматика включения синхронных генераторов на параллельную работу, автоматика регулирования возбуждения, напряжения и реактивной мощности синхронных генераторов, автоматическая частотная разгрузка электроэнергетических систем и целый ряд других видов режимной и противоаварийной автоматики. В данной работе рассмотрены задачи по расчету режимных параметров указанных видов электроэнергетической автоматики.

Практикум предназначен для проведения практических занятий с магистрантами направления 140600 «Электротехника, электромеханика и электротехнологии» по программе «Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем». Он также может быть использован при выполнении курсового проектирования.

1. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ

Назначение. Выполнение без участия человека операций по включению синхронных генераторов (СГ) на параллельную работу с синхронно вращающимися генераторами электростанций и электроэнергетической системы (ЭЭС) для исключения последствий возможных ошибок оператора и ограничения воздействий на СГ допустимыми значениями, предотвращающими повреждение или преждевременный износ.

Условия включения. Идеальные условия включения СГ заключаются в выполнении следующих требований:

- частоты генератора ω_r и сети ω_c равны

$$\omega_r = \omega_c;$$

- ЭДС генератора E_r и системы E_c равны по амплитуде и фазе

$$E_r = E_c \quad \text{или} \quad \Delta U = E_r - E_c = 0;$$

- чередование фаз генератора и системы одинаково.

В таких условиях СГ не испытывает динамических воздействий со стороны системы.

На практике допускаются отклонения от идеальных условий, что вызывает толчки тока включения и электромагнитного момента на валу СГ. Поэтому операция включения на параллельную работу является ответственной, требующей расчета и соблюдения допустимых условий выполнения.

Способы включения. Различают два вида автоматического включения СГ:

- автоматическая точная синхронизация (АТС);
- автоматическая самосинхронизация (АСС).

При АТС специальным устройством – автоматическим синхронизатором – условия включения максимально приближаются к идеальным. После этого автоматически выбирается момент подачи команды на включение таким образом, чтобы сдвиг фаз напряжений (угловая ошибка синхронизации) в момент замыкания выключателя не превосходил расчетного значения. АТС является нормальным способом включения СГ на всех электростанциях.

При АСС генератор разворачивается до разности частот 1,0–1,5 Гц и включается невозбужденным (практически при отсутствии ЭДС E_r).

Затем автоматически подается возбуждение и нарастающим синхронизирующим моментом втягивается в синхронизм за время 1,0–2,0 с после нескольких циклов асинхронного хода. Самосинхронизация требует значительно меньше времени, чем точная синхронизация, но сопровождается появлением переходных токов, в несколько раз превышающих номинальный ток СГ. Обычно АСС применяется, когда бросок тока не превышает $3,5 \cdot I_{\text{ном}}$, и только для ускоренного пуска резервных гидрогенераторов при понижениях частоты.

Динамические воздействия на СГ при включении на параллельную работу. На рис. 1 приведены схемы замещения и векторная диаграмма для случая включения СГ с углом δ_b при равенстве ЭДС генератора и системы

$$E_r = E_q'' = E_c = E.$$

В момент включения в контуре СГ–система возникает напряжение

$$\Delta U = 2 \cdot E \cdot \sin(\delta_b/2), \quad (1.1)$$

которое вызывает бросок тока включения.

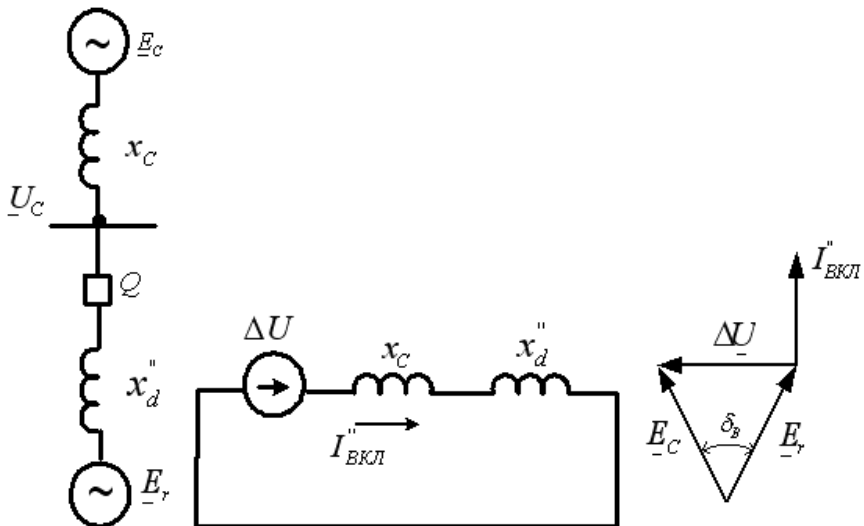


Рис. 1. Схемы замещения и векторная диаграмма включения возбужденного СГ

Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения равно при допущении $x_d'' = x_q''$

$$I_{\text{вкл}}'' = \frac{2 \cdot E \cdot \text{Sin}(\delta_B / 2)}{x_d'' + x_C}, \quad (1.2)$$

где x_d'' , x_C – сверхпереходное сопротивление генератора и сопротивление системы соответственно, приведенные к мощности генератора.

Ток $I_{\text{вкл}}''$ оказывает динамическое воздействие на обмотки статора СГ.

Возникающий при включении СГ ударный электромагнитный момент составит в пренебрежении скольжением и затуханием свободных токов статора и ротора

$$M_{\text{вкл}} = \frac{E^2 \cdot \text{Sin} \delta_B}{x_d'' + x_C} \cdot (1 - \text{Cos} \omega_1 t + \text{tg} \frac{\delta_B}{2} \cdot \text{Sin} \omega_1 t), \quad (1.3)$$

где ω_1 – угловая частота генератора; t – время с момента замыкания выключателя.

Опасным для СГ может оказаться максимальный электромагнитный момент, наступающий при $\omega_1 t = \pi - \delta_B / 2$ и равный

$$M_{\text{max}} = \frac{E^2}{x_d'' + x_C} \cdot (\text{Sin} \delta_B + 2 \cdot \text{Sin} \frac{\delta_B}{2}). \quad (1.4)$$

Наибольшее значение максимального момента имеет место при включении с углом $\delta_B = \pm 120^\circ$ для турбогенераторов и $\delta_B = \pm 135^\circ$ для гидрогенераторов.

Допустимость включения с данным углом δ_B и суммарным сопротивлением ($x_d'' + x_C$) проверяется сопоставлением тока включения и электромагнитного момента на валу с максимальными значениями этих величин при трехфазном КЗ на выводах генератора при ЭДС $E_q'' = 1,05$.

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ на выводах генератора

$$I_k'' = 1,05 / x_d''. \quad (1.5)$$

Максимальное значение электромагнитного момента на валу СГ наступает в первом полупериоде после возникновения КЗ при $\omega_1 t = \pi / 2$ и равно

$$M_{K_{\text{max}}} = (1,05)^2 / x_d''. \quad (1.6)$$

Условия допустимости включения СГ на параллельную работу определяются максимально допустимыми значениями $I_{\text{доп}}''$ тока включения и $M_{\text{доп}}$ электромагнитного момента

$$I_{\text{доп}}'' = I_K'' / K_I = \frac{1,05}{K_I \cdot x_d''}; \quad (1.7)$$

$$M_{\text{доп}} = M_{K_{\text{max}}} / K_M = \frac{(1,05)^2}{K_M \cdot x_d''}, \quad (1.8)$$

где K_I, K_M – коэффициенты запаса по току и моменту, величина которых больше единицы.

Условие (1.8), т. е. воздействие электромагнитного момента, является более жестким для СГ и поэтому определяющим, поскольку при данном значении K_M значение K_I всегда оказывается больше. Значение коэффициента запаса по моменту обычно выбирается в диапазоне $K_M = 1,4-4,0$. Большее значение K_M следует принимать для нормальных, а меньшее – для аварийных включений.

Включение СГ по способу самосинхронизации в первый момент эквивалентно КЗ за сопротивлением x_d'' и сопровождается током включения

$$I_{\text{вкл}}'' = \frac{E_C}{x_d'' + x_C} \leq I_K''.$$

Без учета затухания апериодических токов и скольжения максимальный электромагнитный момент равен

$$M_{\text{max}} \cong 2 \cdot M_{K_{\text{max}}} \cdot \frac{x_d''}{x_d + x_C} \cdot \left(1 - \frac{x_d'' + x_C}{x_q'' + x_C}\right) \quad (1.9)$$

и имеет место при включении с углами $\delta_B = \pi(2n - 1 + 4s)/4$, где n – целое положительное число; s – скольжение.

Момент включения меньше момента при КЗ, поскольку всегда выполняется неравенство

$$\frac{x_d''}{x_d + x_C} \cdot \left(1 - \frac{x_d'' + x_C}{x_q'' + x_C}\right) \leq 0,5.$$

Поэтому в качестве расчетно-экспериментального критерия допустимости самосинхронизации используется соотношение

$$I_{\text{вкл}}'' = \frac{1,05}{x_d'' + x_C} \leq 3,5.$$

Автоматическая точная синхронизация. Процедура АТС характеризуется следующими основными параметрами:

- **угол опережения** $\delta_{\text{оп}}$, равный разности фаз ЭДС генератора и напряжения системы в момент подачи команды на включение выключателя;

- **время опережения** $t_{\text{оп}} = \delta_{\text{оп}}/\omega_s$ момента совпадения фаз ЭДС генератора и напряжения системы;
- **угловая частота скольжения** $\omega_s = \omega_r - \omega_c$, равная разности угловых частот генератора и системы;
- **время включения** $t_{\text{в}}$, равное сумме времен включения выключателя и реле управления выключателем;
- **угол поворота** $\delta_p = \omega_s \cdot t_{\text{в}}$ **вектора ЭДС генератора** за время от момента подачи команды на включение выключателя до момента замыкания контактов;
- **угловая ошибка синхронизации** $\delta_{\text{ош}} = \delta_p - \delta_{\text{оп}}$;
- **максимально допустимые значения угловой ошибки синхронизации** $\delta_{\text{ош}_{\text{мл}}}$, **угловой частоты скольжения** $\omega_{s_{\text{мл}}}$, **тока включения** $I_{\text{доп}}''$ и **электромагнитного момента** $M_{\text{доп}}$.

Расчет АТС. Расчет проводится для определения максимально допустимых значений угловой ошибки синхронизации $\delta_{\text{ош}_{\text{мл}}}$ и угловой частоты скольжения $\omega_{s_{\text{мл}}}$. В качестве исходных данных принимаются значения ЭДС генератора и системы $E_r = E_c = E_q'' = 1$, сопротивления генератора (x_d'') и системы (x_c).

1. Максимально допустимые значения угловой ошибки синхронизации определяются с помощью выражений

$$\delta_{\text{ош}_{\text{мл}}} = I_{\text{доп}}'' \cdot (x_d'' + x_c), \quad (1.10)$$

$$\delta_{\text{ош}_{\text{мл}}} = 0,275 \cdot \frac{x_d'' + x_c}{x_d''}, \quad (1.11)$$

которые получены из (1.2) и (1.4) соответственно при условии $\text{Sin} \delta_{\text{ош}_{\text{мл}}} \approx \delta_{\text{ош}_{\text{мл}}}$, поскольку угол $\delta_{\text{ош}_{\text{мл}}}$ всегда достаточно мал.

При $x_d'' \leq 0,275$ (генераторы средней мощности) принимается $I_{\text{доп}}'' = 1$, и для расчета максимально допустимого значения угловой ошибки синхронизации необходимо использовать выражение (1.10).

При $x_d'' \geq 0,275$ (мощные генераторы) коэффициент запаса по моменту принимается $K_M = 2$, и для расчета максимально допустимого значения угловой ошибки синхронизации необходимо использовать выражение (1.11).

2. Максимально допустимое значение угловой частоты скольжения $\omega_{s_{\text{мл}}}$ при синхронизации с **постоянным углом опережения** $\delta_{\text{оп}} = \text{const}$.

В этом случае включение с нулевой ошибкой возможно только при скольжении

$$\omega_{S_{TB}} = \delta_{OP} / t_B, \quad (1.12)$$

которое называют **скольжением точного включения**.

Для реализации данного вида синхронизации угол опережения выбирается равным $\delta_{OP} = \delta_{OSH_{ML}}$, а максимально допустимое значение угловой частоты скольжения равным $\omega_{S_{MD}} = 2 \cdot \omega_{S_{TB}}$.

В настоящее время синхронизация с постоянным углом опережения применяется только в устройствах АПВ линий с двухсторонним питанием.

3. Максимально допустимое значение угловой частоты скольжения $\omega_{S_{MD}}$ при синхронизации с **постоянным временем опережения** $t_{OP} = \text{const}$. В этом случае угол опережения вычисляется по выражению

$$\delta_{OP} = \omega_S \cdot t_B + \frac{d\omega_S}{dt} \cdot \frac{t_B^2}{2}, \quad (1.13)$$

при этом осуществляется включение теоретически без угловой ошибки при любых значениях угловой частоты скольжения ω_S .

В действительности из-за разброса Δt_B времени включения выключателя и аппаратурных погрешностей устройства АТС в задании угла $\Delta \delta_{OP}$ и времени Δt_{OP} опережения возникает угловая погрешность

$$\delta_\Sigma = \Delta \delta_{OP} + \omega_S \cdot (\Delta t_B + \Delta t_{OP}). \quad (1.14)$$

Тогда максимально допустимая угловая частота скольжения определится из выражения (1.14) при $\delta_\Sigma = \delta_{OSH_{ML}}$ и $\omega_S = \omega_{S_{MD}}$

$$\omega_{S_{MD}} = \frac{\delta_{OSH_{ML}} - \Delta \delta_{OP}}{t_B \cdot (\Delta t_B^* + \Delta t_{OP}^*)}, \quad (1.15)$$

где $\Delta t_B^* = \Delta t_B / t_B$, $\Delta t_{OP}^* = \Delta t_{OP} / t_B$ – относительные значения разброса времени включения выключателя и погрешности определения времени опережения.

Задание. Определить основные характеристики автоматической точной синхронизации и динамические воздействия на СГ при включении на параллельную работу.

Исходные данные

№ варианта	Тип генератора
1	ТВФ-63-2
2	ТВФ-110-2
3	ТВВ-160-2
4	ТГВ-200
5	ТГВ-500-4
6	ТВМ-300
7	ТВВ-1000-4
8	СГК2-538/160-70
9	СВ-712/227-24
10	СВО-733/130-36
11	СВФ-1285/275-42
12	СВФ-1690/175-64
13	СВО-1170/190-36
14	СВ-1070/145-52
15	ВГС-1190/215-48

2. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

Основные задачи автоматического регулирования возбуждения (АРВ), напряжения и реактивной мощности СГ:

- повышение статической устойчивости электропередач в нормальных режимах работы;
- повышение динамической устойчивости электроэнергетической системы в аварийных режимах;
- обеспечение рациональных потоков реактивной мощности в процессе передачи электрической энергии от электрических станций к потребителям;
- обеспечение требуемого уровня напряжения у потребителей.

Характеристики мощности СГ. Необходимость автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности обусловлена особенностями процесса производства и распределения электрической энергии (рис. 2).

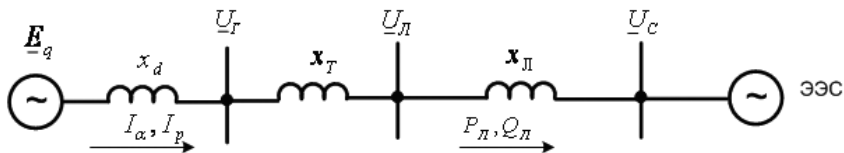


Рис. 2. Схема замещения электропередачи

Ток возбуждения определяет ЭДС генератора E_q , напряжение на шинах генератора U_Γ , напряжения линии U_Γ и электроэнергетической системы U_C , которые связаны между собой отношениями

$$E_q = \sqrt{(U_\Gamma + I_p x_d)^2 + (I_a x_d)^2}; \quad (2.1)$$

$$U_\Gamma = \sqrt{(U_\Gamma + I_p x_T)^2 + (I_a x_T)^2}; \quad (2.2)$$

$$U_\Gamma = U_C + I_p x_\Gamma + j I_a x_\Gamma = U_C + \frac{Q_\Gamma}{U_C x_\Gamma} + j \frac{P_\Gamma}{U_C x_\Gamma}, \quad (2.3)$$

где I_a , I_p – активная и реактивная составляющие тока СГ; P_Γ , Q_Γ – активная и реактивная мощности в линии; x_d – продольное синхронное индуктивное сопротивление СГ; x_Γ , x_Γ – индуктивные сопротивления трансформатора и линии.

При отсутствии автоматического регулирования возбуждения ЭДС генератора $E_q = \text{const}$ активная P_Γ и реактивная Q_Γ мощности генератора определяются выражениями

$$P_\Gamma = \frac{E_q \cdot U_C}{x_d + x_c} \cdot \text{Sin} \delta ; \quad (2.4)$$

$$Q_\Gamma = \frac{E_q \cdot U_C}{x_d + x_c} \cdot \text{Cos} \delta - \frac{U_C^2}{x_d + x_c}, \quad (2.5)$$

где $x_c = x_\Gamma + x_L$, $\delta = (E_q, U_C)$ – угол сдвига вектора ЭДС \underline{E}_q относительно вектора напряжения системы \underline{U}_C .

Наибольшее значение передаваемой активной мощности достигается при угле $\delta = \pi/2$.

При автоматическом регулировании, обеспечивающем **неизменность потокосцепления** обмотки возбуждения, является неизменной и переходная ЭДС генератора $E' = \text{const}$. Активная мощность P_E при этом увеличивается ($P_E \geq P_\Gamma$)

$$P_E = \frac{E' \cdot U_C}{x'_d + x_c} \cdot \text{Sin} \delta - \frac{U_C^2 \cdot (x_d - x'_d)}{2 \cdot (x_d + x_c) \cdot (x'_d + x_c)} \cdot \text{Sin} 2\delta \quad (2.6)$$

и достигает наибольшего значения при угле $\delta \geq \pi/2$, которое превышает предельную мощность при отсутствии регулирования возбуждения (здесь x'_d – продольное переходное индуктивное сопротивление СГ).

При автоматическом регулировании тока возбуждения, обеспечивающем неизменность напряжения генератора $U_\Gamma = \text{const}$, активная мощность P_{U_Γ} увеличивается ($P_{U_\Gamma} \geq P_E$) и определяется выражением

$$P_{U_\Gamma} = \frac{U_\Gamma \cdot U_C}{x_c} \cdot \text{Sin} \delta_\Gamma - \frac{U^2 x_d}{2 \cdot x_c (x_d + x_c)} \cdot \text{Sin} 2\delta_\Gamma. \quad (2.7)$$

Наибольшая передаваемая мощность наступает при $\delta_\Gamma = (U_\Gamma, U_C) = \pi/2$ и на 50–80% превышает предельную активную мощность СГ при отсутствии АРВ.

Виды автоматического регулирования возбуждения. Рассмотренный результат влияния на пропускную способность и статическую устойчивость электропередач АРВ синхронных генераторов обеспечивается двумя основными видами автоматического регулирования возбуждения:

- пропорционального действия (П-действия);
- пропорционально-дифференциального действия (ПД-действия или «сильного» действия).

При пропорциональном регулировании управляющее воздействие определяется по отклонению напряжения генератора

$$\Delta U_{\Gamma} = U_{\Gamma} - U_{\Gamma, \text{нр}}$$

от предписанного значения $U_{\Gamma, \text{нр}}$. Внешняя характеристика синхронного генератора $U_{\Gamma} = f(I_{\Gamma})$ при П-регулировании получается наклонной (статической). Коэффициент статизма спрямленной внешней характеристики в номинальном режиме СГ

$$K_{\text{СТ}} = \frac{\Delta U_{\Gamma, \text{ном}}}{U_{\Gamma, \text{ном}}} = \Delta U_{\Gamma, \text{ном}}^*$$

определяет статическую погрешность автоматического регулирования напряжения, т. е. относительное отклонение напряжения $\Delta U_{\Gamma, \text{ном}}^*$. Наличие статической погрешности является принципиальным недостатком П-регулирования, которое используется только в СГ с электромашиными возбудителями.

При пропорционально-дифференциальном регулировании управляющее воздействие формируется как сумма воздействий, одно из которых обусловлено отклонением, а другое скоростью изменения напряжения генератора. В результате статическая погрешность ПД-регулирования значительно меньше, чем при П-регулировании.

АРВ сильного действия (АРВ СД) используется не только для поддержания $U_{\Gamma} = \text{const}$, но и для повышения статической и динамической устойчивости ЭЭС. Основным параметром, от которого зависит устойчивость электропередачи, является, как видно из (2.4) – (2.7), угол δ сдвига фаз между ЭДС E_q генератора и напряжением \underline{U}_C энергетической системы. Однако для определения угла δ необходима передача информации о векторе \underline{U}_C с приемного на передающий конец линии.

Системы телемеханики сложны и недостаточно надежны, поэтому угол δ сдвига фаз учитывается косвенно. Для этого в алгоритм АРВ СД вводят:

- отклонение напряжения генератора $\Delta U_{\Gamma} = U_{\Gamma} - U_{\Gamma, \text{нр}}$;
- производную напряжения генератора $U'_{\Gamma} = dU_{\Gamma} / dt$;
- отклонение частоты f_{Γ} напряжения генератора от синхронной частоты $\Delta f \approx d\delta / dt$;
- производную частоты генератора $f' = df / dt \approx d^2 \delta / dt^2$;
- производную тока возбуждения генератора $I'_B = dI_B / dt$.

В результате регулирующее воздействие $U_{\text{рег}}$ при АРВ СД формируется в виде суммы

$$U_{\text{рег}} = K_U \cdot \Delta U_{\Gamma} + K'_U \cdot U'_{\Gamma} + K_f \cdot \Delta f + K'_f \cdot f' + K'_I \cdot I'_B,$$

которую удобнее представить в операторной форме

$$U_{\text{рег}}(p) = (K_U + pK'_U) \cdot \Delta U_{\Gamma}(p) + (K_f + pK'_f) \cdot \Delta f(p) + pK'_I \cdot I'_B(p),$$

где K_U – безразмерный коэффициент пропорциональности; K'_U , K_f , K'_f , K'_I – коэффициенты регулятора с размерностью времени.

Сигнал отклонения напряжения ΔU_{Γ} необходим для обеспечения практически постоянного напряжения U_{Γ} при изменениях тока нагрузки синхронного генератора.

Сигнал производной напряжения U'_{Γ} обеспечивает демпфирование колебаний напряжения генератора в переходных процессах и устойчивость функционирования замкнутой системы АРВ в целом, в том числе при холостом ходе генератора.

Сигналы, отражающие изменение и производную частоты совместно с сигналами по производным напряжения и тока возбуждения, а соответственно, и ЭДС генератора, повышают устойчивость замкнутой автоматической системы регулирования, обеспечивая затухание электромеханических переходных процессов.

Виды возбудителей синхронных генераторов. К системам возбуждения СГ предъявляются следующие требования:

- надежное питание обмотки возбуждения в нормальных и аварийных режимах;
- устойчивое регулирование тока возбуждения при изменении нагрузки СГ;
- заданная скорость нарастания тока ротора;
- кратность форсировки по напряжению не менее 2,0 в течение времени, необходимого для восстановления нормального режима после ликвидации аварии.

Основные разновидности систем возбуждения СГ, используемых в ЭЭС:

- **электромашина система возбуждения**, в которой возбудителем является генератор постоянного тока, механически соединенный с валом СГ. Основным достоинством является автономность питания, поскольку ток возбуждения не зависит от напряжения ЭЭС. Основными недостатками

являются низкая надежность и ограниченная пропускная способность по току щеточного коллектора, недостаточное для обеспечения устойчивой работы СГ в ряде режимов быстродействие, поскольку постоянная времени регулирования составляет 0,3–0,5 с. С электромашинными возбудителями постоянного тока возможна реализация только П-регулирования возбуждения СГ мощностью, как правило, до 300 МВт;

- **высокочастотная система возбуждения**, в которой возбудителем является высокочастотный (400 или 500 Гц) индукторный генератор, механически связанный с валом СГ. Индукторный генератор не имеет коллектора, что повышает надежность работы. Однако по быстродействию высокочастотная система возбуждения аналогична электромашинной (~0,4 с) и применяется обычно в турбогенераторах мощностью до 300 МВт;

- **тиристорная система возбуждения**, в которой возбудителем является трехфазный мостовой управляемый выпрямитель, подключенный к обмотке возбуждения СГ. Управляемый выпрямитель питается либо от специального синхронного генератора (независимое возбуждение), либо от трансформатора, присоединенного к выводам СГ (самовозбуждение). Тиристорная система возбуждения обеспечивает высокую кратность форсировки возбуждения (до 4) и обладает быстродействием, поскольку постоянная времени регулирования не превышает 0,02–0,04 с. Тиристорная система возбуждения широко используется на турбо- и гидрогенераторах мощностью более 200 МВт и полностью обеспечивает эффективность ПД-регулирования возбуждения;

- **бесщеточная система возбуждения**, в которой возбудителем является обращенный синхронный генератор (обмотка возбуждения размещена на статоре, обмотки переменного тока – на роторе), механически связанный с валом основного СГ. Питание обмотки возбуждения основного СГ осуществляется без применения контактных колец через вращающийся выпрямитель переменным током роторных обмоток обращенного синхронного генератора. Возбуждение последнего осуществляется от высокочастотного подвозбудителя, механически также связанного с валом основного СГ, через управляемый тиристорный выпрямитель. К недостаткам бесщеточной системы возбуждения следует отнести сложность конструктивного выполнения, а также затруднения с контролем тока и напряжения.

Пример. Для системы, изображенной на рис. 2, определить запас статической устойчивости: а) при отсутствии АРВ; б) при АРВ пропорционального действия; в) при АРВ сильного действия.

Исходные данные: $P_{\text{л}} = 0,58$; $Q_{\text{л}} = 0,36$; $x_{\text{д}} = 1,8$; $x'_{\text{д}} = 0,46$; $x_{\text{т}} = 0,18$; $x_{\text{л}} = 0,3$; $U_{\text{с}} = 1$.

Решение

1. При отсутствии АРВ запас статической устойчивости определяется исходя из условия постоянства синхронной ЭДС $E_q = \text{const}$.

Суммарное сопротивление электропередачи

$$x_{\Sigma} = x_{\text{д}} + x_{\text{т}} + x_{\text{л}} = 2,28.$$

Синхронная ЭДС

$$E_q = \sqrt{(U_{\text{с}} + Q_{\text{л}} \cdot x_{\Sigma} / U_{\text{с}})^2 + (P_{\text{л}} \cdot x_{\Sigma} / U_{\text{с}})^2} = 2,25.$$

Предел передаваемой активной мощности

$$P_{\text{пп}} = \frac{E_q \cdot U_{\text{с}}}{x_{\Sigma}} = 0,9868.$$

Коэффициент запаса статической устойчивости

$$K_3 = \frac{P_{\text{пп}} - P_{\text{л}}}{P_{\text{л}}} = 0,7.$$

2. При использовании АРВ пропорционального действия запас статической устойчивости определяется исходя из постоянства переходной ЭДС $E' = \text{const}$ за переходным синхронным сопротивлением. В этом случае

$$x'_{\Sigma} = x'_{\text{д}} + x_{\text{т}} + x_{\text{л}} = 0,94;$$

$$E' = \sqrt{(U_{\text{с}} + Q_{\text{л}} \cdot x'_{\Sigma} / U_{\text{с}})^2 + (P_{\text{л}} \cdot x'_{\Sigma} / U_{\text{с}})^2} = 1,445;$$

$$P_{\text{пп}} = \frac{E' \cdot U_{\text{с}}}{x'_{\Sigma}} = 1,537;$$

$$K_3 = \frac{P_{\text{пп}} - P_{\text{л}}}{P_{\text{л}}} = 1,65.$$

3. При использовании АРВ сильного действия запас статической устойчивости определяется исходя из условия постоянства напряжения на шинах генератора $U_{\text{г}} = \text{const}$.

Суммарное сопротивление системы

$$x_{\text{с}} = x_{\text{т}} + x_{\text{л}} = 0,48.$$

Напряжение на выводах генератора

$$U_{\text{г}} = \sqrt{(U_{\text{с}} + Q_{\text{л}} \cdot x_{\text{с}} / U_{\text{с}})^2 + (P_{\text{л}} \cdot x_{\text{с}} / U_{\text{с}})^2} = 1,205.$$

Предел передаваемой активной мощности

$$P_{\text{пр}} = \frac{U_{\Gamma} \cdot U_{\text{с}}}{x_{\text{с}}} = 2,51.$$

Коэффициент запаса статической устойчивости

$$K_3 = \frac{P_{\text{пр}} - P_{\text{л}}}{P_{\text{л}}} = 3,33.$$

Таким образом, использование АРВ позволяет повысить предел передаваемой активной мощности и статическую устойчивость системы за счет исключения влияния собственных сопротивлений генератора.

Таблица 2

Исходные данные

№ варианта	$P_{\text{л}}$	$Q_{\text{л}}$	$x_{\text{д}}$	$x'_{\text{д}}$	$x_{\text{т}}$	$x_{\text{л}}$
1	0,6	0,4	0,9	0,31	0,12	0,45
2	0,61	0,39	1,0	0,33	0,13	0,44
3	0,62	0,38	1,1	0,35	0,14	0,43
4	0,63	0,37	1,2	0,37	0,15	0,42
5	0,64	0,36	1,3	0,39	0,16	0,41
6	0,65	0,35	1,4	0,41	0,17	0,4
7	0,66	0,34	1,5	0,43	0,18	0,39
8	0,67	0,33	1,6	0,44	0,19	0,38
9	0,68	0,32	1,7	0,46	0,2	0,37
10	0,69	0,31	1,8	0,48	0,21	0,36
11	0,7	0,3	1,9	0,5	0,22	0,35
12	0,71	0,29	2,0	0,27	0,23	0,34
13	0,72	0,28	2,1	0,3	0,24	0,33
14	0,73	0,27	2,2	0,36	0,25	0,32
15	0,74	0,26	2,3	0,34	0,26	0,31

3. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Назначение автоматической частотной разгрузки (АЧР) – автоматическое отключение части нагрузки при снижении частоты ЭЭС из-за аварийного дефицита активной мощности, которое производится для восстановления уровня частоты.

Основные требования, предъявляемые к АЧР:

- максимально быстрая ликвидация возникшего дефицита активной мощности, что достигается отключением нагрузки относительно небольшими дозами по мере снижения частоты;
- предотвращение даже кратковременного, например в переходном процессе, уменьшения частоты ниже 45 Гц;
- обеспечение быстрого подъема частоты в зону 49,2–50 Гц, в которой дальнейший подъем частоты обеспечивается за счет автоматического частотного пуска резервных гидрогенераторов;
- способность правильного функционирования как при местных, так и при общесистемных дефицитах мощности, которые носят вероятностный характер.

Категории АЧР. Первая категория АЧР-1 предназначена для задержки снижения частоты и предотвращения уменьшения частоты ниже 45 Гц. АЧР-1 состоит из ряда очередей с частотами срабатывания, равномерно распределенными с интервалом 0,1 Гц в диапазоне частот 46,5–49 Гц. Суммарная мощность очередей принимается равной максимально возможному дефициту и распределяется по очередям равномерно.

Вторая категория АЧР-2 имеет ряд очередей с единой уставкой по частоте 49,2, действующих с нарастающими выдержками времени. АЧР-2 обеспечивает подъем частоты выше 49,2 Гц после действий категории АЧР-1.

Третья (дополнительная) категория АЧР используется в энергодефицитных районах, если АЧР-1 не в состоянии предотвратить уменьшение частоты ниже 45 Гц или требуется дополнительно отключить нагрузку для предотвращения лавины частоты.

Частотная статическая характеристика нагрузки. Определяет зависимость мощности нагрузки P_n электроэнергетической системы от изменения частоты при постоянстве напряжения (рис. 3). Все известные виды нагрузки ЭЭС описываются выражением

$$P_H = P_0 + P_1 \cdot (f / f_{НОМ}) + P_2 \cdot (f / f_{НОМ})^2 + P_3 \cdot (f / f_{НОМ})^3 + P_4 \cdot (f / f_{НОМ})^4, \quad (3.1)$$

в котором P_0 учитывает осветительную нагрузку, нагревательные приборы, выпрямительные установки; P_1 учитывает компрессоры, поршневые насосы, мельницы, металлорежущие станки; P_2 учитывает потери в сетях и специальные установки; P_3 – центробежные насосы и вентиляторы при малом статическом напоре; P_4 – то же, но при большом статическом напоре.

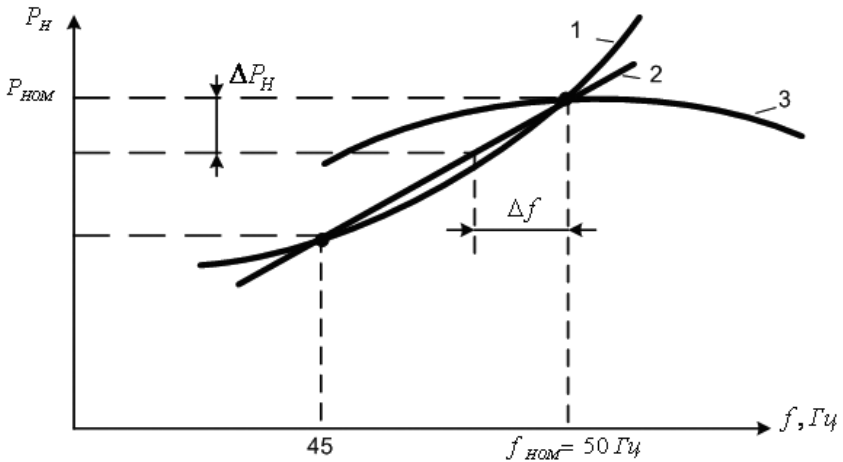


Рис. 3. Статическая частотная характеристика нагрузки (1 – истинная; 2 – спрямленная) и генерирующей части ЭЭС (линия 3)

В небольшом диапазоне частот 45–50 Гц частотная характеристика мощности нагрузки может быть спрямлена (линия 2 на рис. 3). Как видно, при понижении частоты мощность нагрузки уменьшается, а при повышении увеличивается. Таким образом, собственно нагрузка действует подобно автоматическому регулятору частоты. Это явление называется **регулирующим эффектом нагрузки (РЭН)** и оценивается коэффициентом регулирующего эффекта нагрузки по частоте

$$K_H \cong \Delta P / \Delta f, \quad (3.2)$$

который в диапазоне спрямленной части характеристики сохраняет постоянное значение $K_H = const$. По экспериментальным данным, в ЭЭС типовые значения $K_H = 1,5-2,5$.

Статическая частотная характеристика генерирующей части ЭЭС в области 45–50 Гц близка к квадратичной параболе с максимумом при 50 Гц и крутизной меньше крутизны характеристики нагрузки (линия 3 на рис. 3). При отклонениях частоты менее 10% мощность генераторов меняется незначительно, поэтому определяющее значение имеет характеристика нагрузки, которая используется для расчета АЧР.

Динамическая частотная характеристика энергосистемы определяет изменения во времени частоты системы в условиях небаланса мощностей генераторов и нагрузки. В этом случае ЭЭС может рассматриваться как один эквивалентный агрегат с моментом инерции J , равным сумме моментов инерции генераторов и нагрузки. Дифференциальное уравнение движения эквивалентного агрегата в условиях небаланса мощностей генераторов и нагрузки имеет вид

$$J \cdot \frac{d\omega}{dt} = M_{\text{неб}} = \frac{P_{\text{д}}}{\omega}, \quad (3.3)$$

где $M_{\text{неб}} = M_{\Gamma} - M_{\text{нагр}}$ – разность вращающего момента M_{Γ} эквивалентного агрегата и момента сопротивления нагрузки $M_{\text{нагр}}$; $P_{\text{д}}$ – мощность дефицита; ω – угловая частота вращения эквивалентного агрегата.

В результате решения дифференциального уравнения (3.2) определяется относительное отклонение частоты во времени

$$\Delta f^* = \frac{P_{\text{до}}^*}{K_{\text{н}}} \cdot (1 - e^{-t/T_f}) \quad (3.4)$$

и установившееся отклонение частоты при отсутствии АЧР

$$\Delta f_{\infty}^* = \frac{P_{\text{до}} \cdot f_{\text{НОМ}}}{P_{\text{НО}} \cdot K_{\text{н}}}, \quad (3.5)$$

где $\Delta f^* = \Delta f / f_{\text{НОМ}}$; $P_{\text{НО}}$ – мощность нагрузки при $f_{\text{НОМ}} = 50$ Гц; $P_{\text{до}}$ – мощность дефицита при $f_{\text{НОМ}} = 50$ Гц; $P_{\text{до}}^* = P_{\text{до}} / P_{\text{НО}}$ – относительный дефицит при $f_{\text{НОМ}} = 50$ Гц; $T_f = T_J / K_{\text{н}}$ – постоянная времени изменения частоты; $T_J = J\omega_{\text{НОМ}} / P_{\text{НО}}$ – отнесенная к мощности нагрузки постоянная механической инерции эквивалентного агрегата, лежащая, по экспериментальным данным, в пределах 10–15 с.

Последовательность расчета АЧР

1. Анализ возможных дефицитов мощности $P_{\text{до}}$, который должен учитывать:

- для отдельной электростанции – возможность отключения наиболее мощного генератора;
- для энергосистемы – возможность полного отключения наиболее мощной электростанции;
- возможность отключения генерирующей мощности с последующим отключением слабых связей вследствие увеличения передаваемой мощности сверх предела их статической устойчивости.

Расчетный дефицит $P_{до}$ принимается равным максимально возможному.

2. Выбор объема $P_{АЧР}$ категории АЧР-1 следует осуществлять в целях запаса на 5% больше расчетного дефицита мощности.

3. Уставки очередей АЧР-1 по частоте должны размещаться в диапазоне 46,5–49 Гц со ступенью 0,1 Гц и примерно равномерным распределением всего объема АЧР-1 по очередям.

4. Установившееся после действия АЧР-1 значение частоты f_{∞} оценивается с помощью выражения

$$f_{\infty} = \frac{P_{ГО} \cdot f_{НОМ} - P_{НО} \cdot (f_{НОМ} - K_H \cdot f_{НОМ} - n_{АЧР1} \cdot f_{нач})}{P_{НО} \cdot (K_H + n_{АЧР1})}; \quad (3.6)$$

$$n_{АЧР1} = \frac{P_{АЧР1} \cdot f_{НОМ}}{(f_{нач} - f_{кон}) \cdot P_{НО}}, \quad (3.7)$$

где $P_{ГО}$ – генерирующая мощность при номинальной частоте; $n_{АЧР1}$ – регулирующий эффект АЧР-1; $f_{нач}, f_{кон}$ – верхняя и нижняя границы уставок АЧР-1.

5. Объем категории АЧР-2 следует принимать равным 40% объема АЧР-1 при условии раздельного действия АЧР-1 и АЧР-2. Суммарный объем АЧР-1 и АЧР-2 составит

$$\Sigma P_{АЧР}^* \geq (P_{до}^* + 0,05) + 0,4 \cdot (P_{до}^* + 0,05) = 1,4 \cdot P_{до}^* + 0,07. \quad (3.8)$$

При совместном действии АЧР-1 и АЧР-2 суммарный объем должен выбираться в соответствии с выражением

$$\Sigma P_{АЧР}^* \geq (P_{до}^* + 0,05) + 0,1 = P_{до}^* + 0,15. \quad (3.9)$$

Всем очередям АЧР-2 задается единая уставка по частоте, равная 49,2 Гц. При этом начальная уставка АЧР-2 по времени составляет 5–10 с, а конечная выбирается равной 60 с.

Пример. В энергосистеме в исходном состоянии соблюдается баланс генерации и потребления при номинальной частоте. Определить изме-

нение частоты в энергосистеме с мощностью нагрузки $P_{HO} = 300$ МВт при возникновении дефицита мощности $P_{ДО} = 30$ МВт, если коэффициент регулирующего эффекта нагрузки составляет $K_H = 1,5$: а) без АЧР; б) после действия АЧР-1; в) после действия АЧР-1 и АЧР-2.

Решение

1. Установившееся изменение частоты энергосистемы при отсутствии АЧР

$$\Delta f_{\infty} = \frac{30 \cdot 50}{300 \cdot 1,5} = 3,33 \text{ Гц.}$$

Частота энергосистемы уменьшится до значения

$$f_{\min} = 50 - 3,33 = 46,67 \text{ Гц.}$$

2. Необходимый объем очередей АЧР-1 составляет

$$P_{\text{АЧР-1}} = 1,05 \cdot P_{\text{ДО}} = 31,5 \text{ МВт.}$$

Регулирующий эффект АЧР-1

$$n_{\text{АЧР-1}} = \frac{31,5}{300} \cdot \frac{50}{(49 - 46,5)} = 2,1.$$

Количество очередей АЧР-1

$$K_{\text{очр}} = \frac{49 - 46,5}{0,1} = 25.$$

Количество сработавших очередей АЧР-1

$$K_{\text{очр-сп}} = \frac{49 - 46,67}{0,1} \cong 23.$$

Суммарная мощность отключенной в результате срабатывания АЧР-1 нагрузки

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{23}{25} \cdot 31,5 = 28,98 \text{ МВт.}$$

Мощность генерации энергосистемы после возникновения дефицита

$$P_{ГО} = 300 - 30 = 270 \text{ МВт.}$$

Мощность оставшейся после срабатывания АЧР-1 нагрузки

$$P_{HO} = 300 - 28,98 = 271,02 \text{ МВт.}$$

Установившееся после действия АЧР-1 значение частоты энергосистемы

$$f_{\infty} = \frac{270 \cdot 50 - 271,02 \cdot (50 - 1,5 \cdot 50 - 49 \cdot 2,1)}{271,02 \cdot (1,5 + 2,1)} = 49,36 \text{ Гц.}$$

Сохранившийся после действия АЧР-1 дефицит мощности величиной 1,01 МВт препятствует восстановлению номинального значения частоты энергосистемы.

3. Рекомендуемый объем очередей АЧР-2

$$P_{\text{АЧР2}} = 0,4 \cdot P_{\text{АЧР1}} = 0,4 \cdot 31,5 = 12,6 \text{ МВт.}$$

Все очереди АЧР-2 срабатывают одновременно в момент снижения частоты энергосистемы до значения 49,2 Гц, а затем с различными выдержками по времени производят отключение присоединенных потребителей. В результате действия АЧР-2 дополнительно отключаются 12,6 МВт, а мощность оставшейся нагрузки составит

$$P_{\text{НО}} = 271,02 - 12,6 = 258,42 \text{ МВт.}$$

Установившееся после действия АЧР-1 и АЧР-2 значение частоты энергосистемы при сохранившемся уровне генерации $P_{\text{ГО}} = 270$ МВт составит

$$f_{\infty} = \frac{270 \cdot 50 - 258,42 \cdot (50 - 1,5 \cdot 50 - 49 \cdot 2,1)}{258,42 \cdot (1,5 + 2,1)} = 50,04 \text{ Гц.}$$

Таким образом, автоматическая частотная разгрузка является эффективным средством поддержания частоты энергосистемы.

Таблица 3

Исходные данные

№ варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$P_{\text{НО}}$, МВт	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050
$P_{\text{ДО}}$, МВт	70	100	90	75	165	120	260	90	150	240	170	100	140	170	200
$K_{\text{Н}}$	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,3	2,4	2,5	2,3	2,1	1,9	1,7	1,5

4. АВТОМАТИЗАЦИЯ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Общие сведения. Как известно, простейший индукционный счетчик электрической энергии представляет собой специализированный аналоговый измерительный прибор (ИП) с интегральным преобразованием сигнала. ИП выполняет только одну функцию – измерение электрической энергии между моментами времени, зафиксированными наблюдателем по другому измерительному прибору, т. е. по внешним часам. В то же время интегрирование мгновенной мощности индукционным способом производится по «внутренним» часам счетчика, связанном с конструкцией механизма и частотой электрического тока.

Следующей (достаточно быстро пройденной) ступенью развития измерительной техники для целей учета электроэнергии стало появление электронных ИП с цифровым отсчетом. В них также реализовывалась только одна вышеназванная функция.

Современные микропроцессорные счетчики являются многофункциональными измерительными приборами электроэнергии (МИПЭ), которые выполняют целый ряд функций:

- измерение не только активной (средней за период) мощности, но и интегралов реактивной и полной мощности, а при несинусоидальности токов и напряжений – интеграла мощности искажений за любой заданный промежуток времени по встроенным часам;
- измерение мгновенной мощности, напряжения, тока и частоты;
- измерение показателей качества электроэнергии;
- хранение измерительной информации на достаточно большую глубину.

Мировая тенденция показывает все усиливающуюся интеграцию в одном устройстве решений практически всех измерительных задач на сетевом элементе, в цепь которого включены соответствующие первичные преобразователи – трансформатор тока (ТТ) и трансформатор напряжения (ТН) (рис. 4).

В то же время набор функций МИПЭ конкретного типа определяется теми задачами, для выполнения которых он предназначен. И здесь особую роль играют требования оптового и розничного рынков электроэнергии, а также требования, вытекающие из задач контроля и управления электрическими режимами ЭЭС.

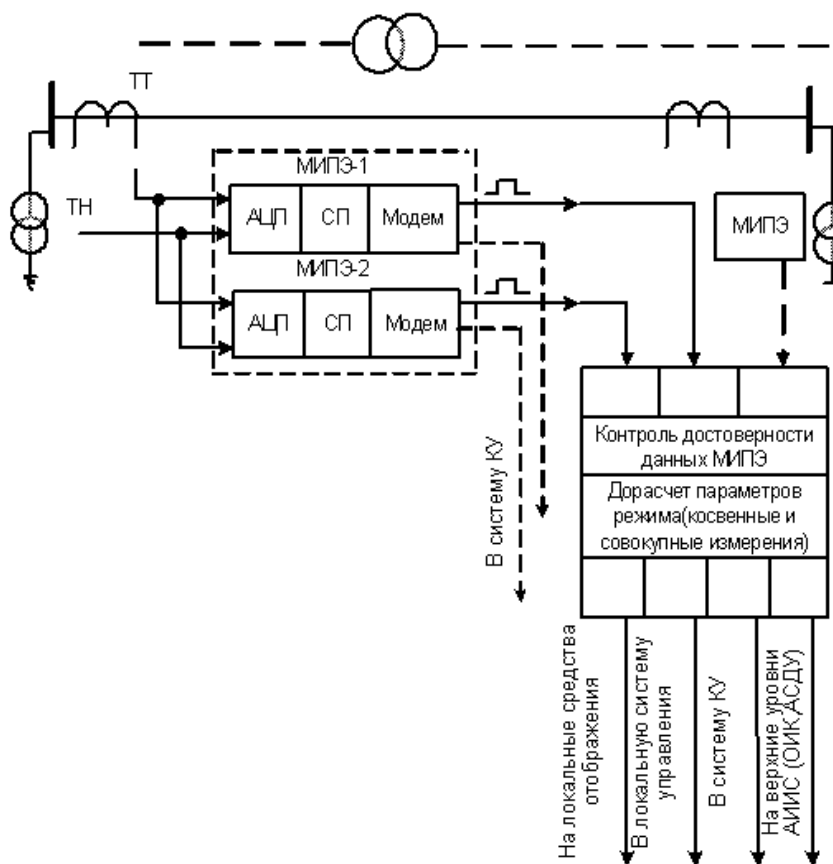


Рис. 4. Пример структурной схемы АИИС с использованием дублированных МИПЭ (АЦП – аналого-цифровой преобразователь, СП – сигнальный процессор)

Функциональные требования, определяемые правилами оптового рынка, зависят от дискретности учета (ДУ), дискретности сбора информации (ДСИ) и необходимой точности прибора. Правилами оптового рынка электрической энергии установлен **часовой** интервал планирования, подачи заявок и расчета отклонений.

Для вычисления методической систематической погрешности за расчетный период принят **календарный месяц**. Поэтому МИПЭ должен обеспечивать измерение электроэнергии как минимум с $ДУ = 1$ час и глубиной

хранения профиля нагрузки из соображений надежности заведомо более 1 месяца. В настоящее время все существующие на рынке России микропроцессорные счетчики удовлетворяют данным требованиям.

Таким образом, МИПЭ с точки зрения определения значений учетных показателей для целей коммерческого учета должен измерять активную электроэнергию за интервал времени, равный ДУ.

Функциональные требования, определяемые правилами розничного рынка, менее жесткие, чем аналогичные требования на оптовом рынке. Такая ситуация является следствием субъектного состава розничного рынка, которому поставлены в соответствие тарифное меню и правила применения тарифов. Чаще всего в тарифном меню присутствуют простые одноставочные тарифы, одноставочные тарифы, дифференцированные по зонам времени суток, двухставочные тарифы.

По мере либерализации рынка все большее число покупателей смогут работать в конкурентном секторе рынка со свободными ценами. Таким образом, ДУ на розничном рынке для таких покупателей и для покупателей, рассчитывающихся по двухставочным и «зонным» тарифам, также будет равно 1 часу. Для всего розничного рынка ДСИ составляет 1 месяц.

Функциональные требования, обусловленные технологией оперативно-диспетчерского управления (коммерческой диспетчеризацией). Известно, что показания счетчиков электроэнергии **не могут** являться информационной основой оперативного контроля и управления электрическими режимами ЭЭС. Следовательно, отсутствуют и какие-либо требования к измерениям электроэнергии со стороны Системного оператора (СО), связанные с разработкой и выполнением диспетчерских графиков (ДГ).

Основной «системной» проблемой является корректное определение объемов внешних инициатив ($\Delta Q_{ив}$) и собственных инициатив ($\Delta Q_{ис}$) субъекта рынка по группам точек поставки (ГТП) на часовых интервалах при фактическом исполнении ДГ. Разница между фактическим перетоком электроэнергии и заданным (ΔQ) равна

$$\Delta Q = \Delta Q_{ив} + \Delta Q_{ис}.$$

Объемы инициатив вычисляются СО, использующим существующую систему телеизмерений и оперативно-информационные комплексы (ОИК). При этом вследствие того, что данные собираются с разных

ИП, зачастую установленных на разных сетевых элементах, возникает информационная неопределенность управления, являющаяся источником претензий со стороны участников рынка.

Так как ДГ задается на ГТП в целом, $\Delta Q_{ив}$ и $\Delta Q_{ис}$ необходимо рассчитывать только на том уровне АСКУЭ (АИИС), на котором суммируются данные от точек учета соответствующих ГТП. Если точка учета измеряет электроэнергию для всей ГТП, то указанные вычисления могут производиться непосредственно в МИПЭ. Однако из-за того, что такие ситуации встречаются достаточно редко, целесообразно не возлагать на МИПЭ дополнительные вычислительные функции и функции приема увеличенного объема информации в виде ДГ.

Таким образом, функциональные требования к МИПЭ, обусловленные технологией оперативно-диспетчерского управления, можно сформулировать следующим образом: МИПЭ должен измерять приращение активной (усредненной за период) электроэнергии:

- от начала часового интервала, в котором назначено выполнение команды диспетчера, до начала действия команды, а также от этого момента до конца часового интервала;
- от начала часового интервала, в котором назначено завершение команды диспетчера, до окончания действия команды, а также от этого момента до конца часового интервала.

Помимо организации вычислений и хранения «нештатной» информации МИПЭ должен иметь дополнительный интерфейс для приема временных меток начала и конца действия команд диспетчера.

Функциональные требования, обусловленные возможностями контроля электропотребления. Все практические аспекты контроля электропотребления сводятся к получению апостериорных зависимостей потребления субъекта рынка и его отдельных электроприемников (или групп электроприемников) от времени. Причем как «степень апостериорности» (оперативности сбора данных, т. е. ДСИ), так и ДУ могут варьироваться в самых широких пределах, определяемых конкретным заказчиком. Для реализации рассматриваемых требований необходима возможность программной настройки МИПЭ на ДУ от 3 минут до 1 часа, а также наличие развитого коммуникационного интерфейса.

Функциональные требования, направленные на обеспечение аварийной регистрации электромагнитных процессов. Вызваны необходимостью

тью точного восстановления переходного процесса с целью анализа действия релейной защиты и автоматики. Отличаются от «нормальной» цифровой обработки сигналов повышенной частотой отсчетов. Запуск аварийной регистрации производится цифровым органом, фиксирующим факт аварии (несимметрия фазных величин, значения токов и напряжений, превышающие уставку, и т. д.).

Три следующие потенциальные функциональные возможности МИПЭ так или иначе связаны с учетом погрешностей измерительных каналов электроэнергии (ИКЭ).

Функциональные требования, связанные с расчетом систематических методических погрешностей измерения величин учетных показателей. Эти погрешности обусловлены несовпадением точек учета (точек измерений) и точек поставки и представляют собой, по традиционной терминологии, соответствующие «потери электроэнергии». А сама задача чаще всего носит название «учет потерь». Данная измерительная задача определения величины учетного показателя в точке поставки при измерениях в точке учета допускает два вида постановки:

- потери рассматриваются в качестве методической систематической погрешности (такая постановка использована в дальнейшем изложении);
- определение электроэнергии в точке поставки рассматривается как косвенное измерение, выполняемое по результатам прямых измерений в точке учета.

Алгоритм вычислений рассматриваемой методической погрешности базируется на модели измерений для сетевых элементов, представляющей собой пассивный линейный четырехполюсник в форме «Y». Такое моделирование возможно при допущениях равенства схемных параметров всех трех фаз элемента и симметричности электрического режима, что всегда используется в проектной и эксплуатационной практике. Модель измерений приведена на рис. 5, где используются следующие обозначения:

\dot{U}_1, \dot{U}_2 – комплексные действующие значения линейного напряжения на входе и выходе четырехполюсника;

\dot{I}_1, \dot{I}_2 – увеличенные в $\sqrt{3}$ раз действующие комплексные значения линейных токов на входе и выходе четырехполюсника;

$\dot{S}_1 = P_1 + jQ_1$ – «входная» мощность четырехполюсника, составляющие которой (активная и реактивная мощности) измеряются прямым методом;

$\dot{S}_2 = P_2 + jQ_2$ – «выходная» мощность четырехполюсника, составляющие которой (активная и реактивная мощности) вычисляются по формулам (4.1), (4.2);

$\dot{Y}_{12} = g_{12} - jb_{12}$; $\dot{Y}_{10} = g_{10} - jb_{10}$; $\dot{Y}_{20} = g_{20} - jb_{20}$ – комплексные проводимости элемента сети, характеризующие его связь между «входом» и «выходом», а также соответствующие связи с «землей» в алгебраической форме;

$W_{p1}(T)$, $W_{p2}(T)$ – приращения активной электроэнергии, измеренные прямым методом на «входе» четырехполюсника и определенные с «учетом потерь» на его «выходе»;

$W_{q1}(T)$, $W_{q2}(T)$ – то же для реактивной электроэнергии (интеграла реактивной мощности);

T – временной интервал, за который измеряется приращение электроэнергии.

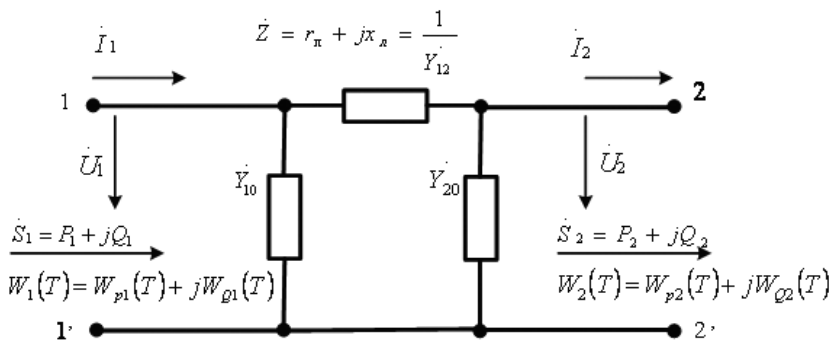


Рис. 5. Схема замещения для расчета методической составляющей погрешности

После несложных преобразований уравнений четырехполюсника можно получить

$$P_2 = K_p U_1^2 + L_p I_1^2 + M_p P_1 + N_p Q_1; \quad (4.1)$$

$$Q_2 = K_q U_1^2 + L_q I_1^2 + M_q P_1 + N_q Q_1, \quad (4.2)$$

где $K_p, L_p, M_p, K_Q, L_Q, M_Q, N_Q$ – коэффициенты, зависящие от параметров схемы замещения четырехполюсника и не зависящие от режимных параметров.

Величина потерь активной мощности в четырехполюснике на основании (4.1), (4.2) имеет вид: I_1

$$\Delta P = P_2 - P_1 = K_p U_1^2 + L_p I_1^2 + (M_p - 1)P_1 + N_p Q_1.$$

Чтобы перейти от измерений мощности к измерениям электроэнергии, проинтегрируем (4.1) по времени за период T , равный ДУ:

$$W_{P_2} = K_p \int_0^T U_1^2(t) dt + L_p \int_0^T I_1^2(t) dt + M_p W_{P_1}(T) + N_p W_{Q_1}(T).$$

По аналогии с терминами, применяемыми при расчетах термического действия токов короткого замыкания, интеграл по времени квадрата действующего значения тока I_1 называют тепловым импульсом первичного тока, имеющим размерность $[\text{кА}^2 \cdot \text{сек}]$,

$$J_1(T) = \int_0^T I_1^2(t) dt,$$

а интеграл по времени квадрата действующего значения напряжения U_1 – тепловым импульсом первичного напряжения, который имеет размерность $[\text{кВ}^2 \cdot \text{сек}]$,

$$V_1(T) = \int_0^T U_1^2(t) dt.$$

Следовательно, приращения активной и реактивной электроэнергии за время T на «выходе» сетевого элемента, математическая модель которого описывается уравнениями четырехполюсника, представляют собой линейные функции прямых измерений на его «входе»:

$$W_{P_2}(T) = K_p V_1(T) + L_p J_1(T) + M_p W_{P_1}(T) + N_p W_{Q_1}(T)$$

При этом в МИПЭ должны измеряться $V_1(T), J_1(T), W_{P_1}(T), W_{Q_1}(T)$, а K_p, L_p, M_p, N_p вводятся вручную как константы, неизменные для данного прибора и зависящие от параметров электрической цепи от точки поставки до точки учета.

Функциональные требования, связанные с расчетом систематических инструментальных погрешностей измерений. К рассматриваемым погрешностям можно отнести такие, которые описываются известными аналитическими или табличными зависимостями их величин с учетом знака от первичных или вторичных влияющих параметров режима при

прохождении сигналов по ИКЭ. Это, например, погрешности, обусловленные углом φ между первичным током и первичным напряжением, погрешности ТТ при малых и средних первичных нагрузках и некоторые другие.

Известно, что абсолютная систематическая погрешность Δ_w измерения электроэнергии на интервале T_w зависит от «мгновенной» относительной погрешности мощности $\delta_p(t)$, самой этой мощности $P(t)$ и имеет вид:

$$\Delta_w = \int_0^T \delta_p(t) P(t) dt.$$

Определение Δ_w следует вести в МИПЭ параллельно процессу интегрирования $P(t)$.

Функциональные требования, связанные с расчетом границ неисключенных систематических погрешностей измерений. Имеются в виду суммарные границы Δ_{w0} традиционно учитываемых относительных погрешностей, которые рассчитываются на основании «мгновенных» значений границ относительных погрешностей $\theta_p(t)$ измерения $P(t)$:

$$\Delta_{w0} = \pm \int_0^{T_w} \theta_p(t) P(t) dt.$$

Суммарные границы учитываемых относительных погрешностей Δ_{w0} также вычисляются в МИПЭ путем численного интегрирования.

Функциональные требования, определяемые рынком дополнительных платных системных услуг. К данным услугам относятся регулирование активной мощности и частоты, регулирование реактивной мощности и уровней напряжений. Наиболее просто в МИПЭ реализуется измерение объема оказанной услуги по регулированию реактивной мощности при отсутствии высших гармоник в кривых напряжения и тока, причем при ручном управлении, как и в случае измерения объема инициативы по активной электроэнергии, необходим ввод номера команды, моментов ее начала и окончания. Фиксация участия генерирующего оборудования в первичном регулировании частоты является более сложной задачей, которая до сих пор не решена даже на принципиальном уровне.

Функциональные требования, обусловленные особенностями расчета мощности и энергии при несинусоидальном характере токов и напряжений. Микропроцессорные МИПЭ имеют широкие возможности по расчету различных составляющих активной, реактивной мощностей,

мощности искажений и соответствующих интегралов, а также характеристических коэффициентов в цепях с несинусоидальными токами и напряжениями. Практически поддаются измерениям любые гармонические составляющие и их суперпозиции в диапазоне частот, определяемых возможностями аналого-цифровых преобразователей (АЦП), встроенных в МИПЭ.

При любой форме кривых тока $i(t)$ и напряжения $u(t)$ активная мощность P , измеренная в месте установки датчиков тока и напряжения и представляющая собой среднюю за период T скорость перехода энергии электромагнитного поля в другие виды энергии, вычисляется по формуле

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T u(t)i(t)dt.$$

Применив к $i(t)$ и $u(t)$ преобразования Фурье и учитывая ортогональность ряда получающихся коэффициентов, получим (при отсутствии постоянных составляющих)

$$P = U_1 I_1 \cos \varphi_1 + \sum_{i=2}^k U_i I_i \cos \varphi_i = P_1 + P_2^k,$$

где P_1 – активная мощность первой гармоники; P_2^k – суммарная активная мощность гармоник со второй по k -ю включительно (исходя из требований ГОСТ 13109-97, k принимается равным 40, некоторые зарубежные производители доводят k до больших величин, например до 63); U_i , I_i , φ_i – действующие значения напряжения и тока, а также углы фазового сдвига между ними соответственно для первой и i -й гармоник.

Многие специалисты считают, что коммерческим учетным показателем должна являться только энергия, получающаяся путем интегрирования по времени P_1 . В действительности же счетчик выдает показания, соответствующие значениям потребленной (отпущенной) электроэнергии с учетом высших гармонических составляющих напряжения и тока в сети, которые, как правило, отрицательно влияют на работу силовых установок, устройств релейной защиты, автоматики. Поэтому указанную разность между показаниями счетчика можно считать **коммерческой погрешностью счетчика (КПС)**. При этом необходимо отметить следующее.

Во-первых, P представляет собой всю электромагнитную мощность, которая использовалась потребителем путем перевода ее в другие

виды мощности (термическую, химическую, механическую и др.). При этом, если электроприемниками, например, являются нагревательные элементы или лампы накаливания, то ущерб у потребителя практически отсутствует.

В то же время даже при существенном отрицательном влиянии высших гармоник на технологические устройства потребителя возникают две проблемы, связанные с оплатой электрическим станциям за выработку электроэнергии, представляющей собой сумму интегралов P_2^k по всем потребителям, и нормативной оценкой реального ущерба конкретного потребителя. Согласно статье 542 Гражданского кодекса, устанавливается «двухсторонняя» процедура взаимоотношений потребителя и энергоснабжающей организации: «В случае нарушения энергоснабжающей организацией требований, предъявляемых к качеству энергии, абонент вправе отказаться от оплаты такой энергии. При этом энергоснабжающая организация вправе требовать возмещения абонентом стоимости того, что абонент сберег вследствие использования этой энергии».

Во-вторых, из-за существенной нелинейности электрической системы КПС нельзя рассматривать в качестве «величины того, за что надо платить». Это объясняется тем, что при удалении источников искажений и сохранении всех остальных параметров схемы неизменной величина P_1 не будет равна активной мощности первой гармоники при наличии искажений.

Учитывая необходимость решения вопроса о коммерциализации соблюдения норм ПКЭ и неопределенность соответствующих экономических подходов, целесообразно принять требования к МИПЭ рассчитывать три величины активной электроэнергии: интегралы мощностей P , P_1 , P_2^k . Что же касается измерения других составляющих полной мощности, то следует предусмотреть алгоритмы расчета действующего значения реактивной мощности и мощности искажений. При этом остается открытой проблема, какую из названных составляющих нужно использовать для оплаты услуг по регулированию уровня напряжения.

Функциональные требования, связанные с измерениями значений ПКЭ. В случае наличия в составе МИПЭ АЦП с достаточным спектром пропускания сигналов тока и напряжения при необходимой в соответствии с теоремой Котельникова частоте отсчетов, мощного

сигнального процессора, а также специального программного обеспечения МИПЭ может служить средством измерения ПКЭ в соответствии с ГОСТ 13109-97. Примером могут служить «Энергомонитор 3.3» производства ООО «НПП Марс-Энерго» (г. Санкт-Петербург), приборы серии «ЭРИС-КЭ», ION 7500 фирмы «Power Measurement» и др. Следует отметить, что для мониторинга качества электроэнергии потребитель не обязательно должен измерять все нормируемые ПКЭ. Достаточно контролировать те из них, которые наиболее актуальны с точки зрения нанесения реального финансового ущерба. В настоящее время коммерческая ответственность за нарушения норм ПКЭ ни нормативно-правовыми актами, ни нормативно-техническими документами не предусмотрена и может быть только предметом договорных отношений на оптовом и розничном рынке.

Функциональные требования, касающиеся задачи оптимизации качественных показателей электроэнергии. Имеется в виду, в частности, определение ущерба потребителя при отклонении фактического значения напряжения U от оптимального значения напряжения U_0 в узле нагрузки, при котором подключенные к нему электроприемники работают с максимальной эффективностью и минимальными затратами. Для осветительной и асинхронной двигательной нагрузки U_0 может быть определено аналитически. Ущерб за время T в данном случае можно вычислить по формуле

$$V(T) = K \left(\int_0^T U^2(t) dt + U_0^2 T - 2U_0 \int_0^T U(t) dt \right),$$

где $K = \frac{1}{2} \cdot \frac{\partial^2 Z}{\partial U^2}$; Z – затраты на работу электроприемника.

Таким образом, в МИПЭ необходимо измерить $V(T) = \int_0^T U^2(t) dt$ и импульс напряжения $\bar{V}(T) = \int_0^T U(t) dt$.

Функциональные требования, связанные с измерениями физических величин для контроля состояния электрооборудования. Имеется в виду главным образом тепловое действие тока, проявляющееся в повышении температуры токоведущих частей на сетевом элементе, который контролируется МИПЭ. Практический интерес представляет величи-

на теплового импульса тока $J(T_k) = \int_0^{T_k} i^2(t)dt$ за время короткого замыкания T_k , позволяющая определить температуру токоведущей части в предположении, что процесс нагрева происходит адиабатически. Наиболее просто $J(T_k)$ вычисляется в МИПЭ, обладающем функцией аварийной регистрации процессов.

Для выбора и проверки проводников по нагреву, согласно требованиям п. 1.3.2 действующих ПУЭ, «принимается получасовой максимум тока, наибольший из средних получасовых токов данного элемента сети». Следовательно, в МИПЭ необходимо вычислять среднеинтервальный (за $T_H = 30$ мин) импульс тока

$$\bar{J}(t) = \frac{1}{T_H} \int_0^{T_H} I(t)dt.$$

Все рассмотренные функциональные требования, в особенности связанные с расчетом интегральных показателей, могут быть реализованы оптимальным образом в МИПЭ с нормируемыми метрологическими характеристиками каналов ввода и преобразования аналоговых сигналов. На рис. 6 представлен пример архитектуры МИПЭ, учитывающей основные функциональные требования.

При наличии мощных средств отображения МИПЭ приближается к «виртуальным приборам» или «виртуальным информационно-измерительным системам», представляющим собой компьютер, оснащенный набором аппаратных и программных средств, выполняющий заданные функции и максимально приближенный к решению конкретных измерительных и вычислительных задач. Виртуальный прибор снимает ограничения по количеству выполняемых функций и перекладывает всю тяжесть их аппаратной реализации на специализированное программное обеспечение. Измерительное программирование развивается в настоящее время быстрыми темпами по таким направлениям, как объектно-ориентированная технология, взаимозаменяемые виртуальные инструменты, мультимедиа-технологии «plug&play» и др.

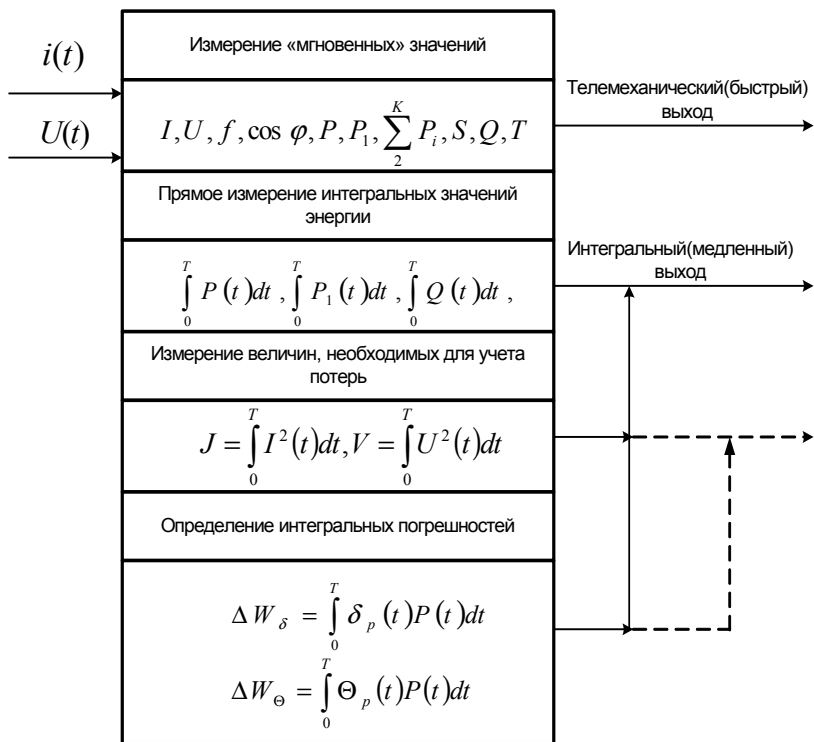


Рис. 6. Пример функциональной архитектуры МИПЭ

Темы рефератов

1. Оптовый и розничный рынки электроэнергии: инфраструктура, иерархия управления, участники.
2. Коммерческий и технический учет электроэнергии, активной и реактивной мощности.
3. Автоматизация учета потребления энергоресурсов на ПП.
4. Автоматизация учета электроэнергии в рыночных условиях.
5. АИИС КУЭ: основные функции и задачи, уровни иерархии, состав оборудования.
6. Архитектура программного обеспечения АИИС КУЭ.
7. Техническая эксплуатация, метрологическое и нормативное обеспечение АИИС КУЭ.
8. Микропроцессорные счетчики электроэнергии.
9. Организация коммерческого учета перетоков электроэнергии в ЭЭС.
10. Измерение и контроль показателей качества электроэнергии.

Библиографический список

1. Овчаренко, Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем / Н.И. Овчаренко. – М. : ИД МЭИ, 2009. – 503 с.
2. Калентионюк, Е.В. Оперативное управление в энергосистемах : учеб. пособие для вузов / Е.В. Калентионюк, В.Г. Прокопенко, В.Т. Федин ; под общ. ред. В.Т. Федина. – Минск : Вышэйш. шк., 2007. – 351 с.
3. Гуревич, О.Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / О.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 256 с.
4. Беркович, М.А. Автоматика энергосистем / М.А. Беркович, В.А. Гладышев, В.А. Семенов. – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 305 с.
5. Барзан, А.Б. Системная автоматика / А.Б. Барзан. – М. : Энергоатомиздат, 1994. – 276 с.
6. Веников, В.А. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения / В.А. Веников, В.В. Худяков, Н.Д. Анисимова. – М. : Высш. шк., 1972. – 440 с.
7. Железко, Ю.С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения / Ю.С. Железко // Электрические станции. – 2001. – № 8. – С. 43–46.
8. Загорский, Я.Т. Границы погрешности измерений при расчетном и техническом учете электроэнергии / Я.Т. Загорский, Е.В. Комкова // Электричество. – 2001. – № 8. – С. 88–90.
9. Киселев, В.В. Влияние несинусоидальности напряжения и тока на показания электронных счетчиков электроэнергии / В.В. Киселев, И.С. Пономаренко // Промышленная энергетика. – 2004. – № 2. – С. 30–32.
10. Агунов М.В. Новый подход к измерению электрической мощности / М.В. Агунов, А.В. Агунов // Промышленная энергетика. – 2004. – № 2. – С. 24–26.
11. Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов / В.А. Веников [и др.]. – М. : Высш. шк., 1973. – 320 с.
12. ГОСТ Р 51841-2001 (МЭК 61131-2-92). Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний. – М. : Издательство стандартов, 2002. – 47 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ НА ПАРАЛЛЕЛЬНУЮ РАБОТУ.....	4
2. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ.....	11
3. АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ.....	18
4. АВТОМАТИЗАЦИЯ УЧЕТА ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ...	24
Темы рефератов.....	37
Библиографический список.....	38

Учебное издание

АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Практикум

Составитель

Кувшинов Алексей Алексеевич

Редактор *Т.Д. Савенкова*

Технический редактор *З.М. Малявина*

Вёрстка: *Л.В. Сызганцева*

Дизайн обложки: *Г.В. Карасева*

Подписано в печать 18.12.2012. Формат 60×84/16.

Печать оперативная. Усл. п. л. 2,3.

Тираж 50 экз. Заказ № 1-59-11.

Издательство Тольяттинского государственного университета
445667, г. Тольятти, ул. Белорусская, 14

