



Кафедра электроснабжения ЮЗГУ



Программа повышения квалификации

**Режимы работы элементов распределительных
электрических сетей**

**Балансы активной и реактивной мощностей
в электрических сетях**

1. УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМОМ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПО ЧАСТОТЕ И АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

1.1. Уравнение движения ротора агрегата турбина-генератор

Основой для получения уравнения движения ротора агрегата турбина-генератор является уравнение вращающих моментов, действующих на вал агрегата

$$M_{\vartheta} + M_j + M_{\text{пот}} = M_T, \quad (1.1)$$

где M_{ϑ} – электромагнитный момент генератора,

M_j – момент инерционных сил,

$M_{\text{пот}}$ – момент механических потерь,

M_T – момент турбины.

Момент, обусловленный механическими потерями у мощных агрегатов, очень мал и поэтому его обычно не учитывают.

Представим уравнение (2.1) в виде

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_T - M_{\vartheta},$$

где ω – угловая частота вращения вала агрегата,

J – момент инерции вращающихся масс.

Перейдем к относительным единицам, приняв за базисные номинальные значения частоты $\omega_{\text{ном}}$ и момента $M_{\text{ном}}$. Тогда

$$J \frac{\omega_{\text{ном}}}{M_{\text{ном}}} \frac{d\omega_*}{dt} = M_{T*} - M_{\vartheta*}.$$

Величина $J \frac{\omega_{\text{ном}}}{M_{\text{ном}}} = T_j$ – имеет размерность времени [с] и является

механической постоянной времени вращающихся масс агрегата. Таким образом, имеем

$$T_j \frac{d\omega_*}{dt} = M_{T*} - M_{\vartheta*}.$$

Момент и активная мощность связаны между собой отношением $P = \omega M$. Так как в реальных режимах, в том числе и переходных, отклонения частоты от номинального значения невелики, то при рассмотрении принципиальных вопросов вполне допустима приближенная замена моментов в относительных единицах соответствующими мощностями также в относительных единицах

$$T_j \frac{d\omega_*}{dt} = P_{T*} - P_{\Sigma*} . \quad (1.2)$$

Уравнение движения в виде (2.2) может быть использовано для анализа процессов общего синхронного движения агрегатов энергосистемы (без нарушения устойчивости параллельной работы между отдельными группами генераторов). В частности, такое уравнение является основой исследования переходных процессов по частоте и активной мощности, как в задачах управления нормальными режимами, так и в аварийных режимах.

На характер переходных процессов, а также на значение частоты в установившихся режимах решающее влияние оказывает вид зависимостей мощности турбины и электромагнитной мощности генераторов от параметров режима, в частности от частоты.

Очевидно, что если бы $P_{T*}, P_{\Sigma*}$ не зависели определенным образом от частоты, то устойчивый режим работы при определенном значении частоты был бы невозможен. Возникший небаланс мощности $P_{T*} - P_{\Sigma*} = \Delta P_*$ в зависимости от его знака вызывал бы непрерывное увеличение или уменьшение частоты. Зависимость $P_{T*}, P_{\Sigma*}$ от частоты определяется, как естественными свойствами элементов энергосистемы, так и специальными воздействиями, которые вырабатываются устройствами автоматики или подаются оперативным персоналом.

Для установившихся режимов имеет значение зависимость $P_{T*}, P_{\Sigma*}$ от режимных параметров при медленных изменениях последних. Эти зависимости называют **статическими характеристиками**. Для турбин рассматриваются статические характеристики мощности по частоте.

В общем случае эти характеристики определяются свойствами первичных регуляторов частоты вращения турбин, а также способностью котельных агрегатов поддерживать паропроизводительность котлов после окончания переходного процесса. Эти характеристики определяют процессы в энергосистеме на стадии первичного регулирования частоты.

Электромагнитная мощность генераторов определяется в основном нагрузкой, активная мощность которой зависит как от частоты, так и от напряжения, то есть определяется в целом режимом электрической сети энергосистемы.

Свойство энергосистемы устойчиво работать при определенном значении частоты иллюстрируется на рис. 2.1.

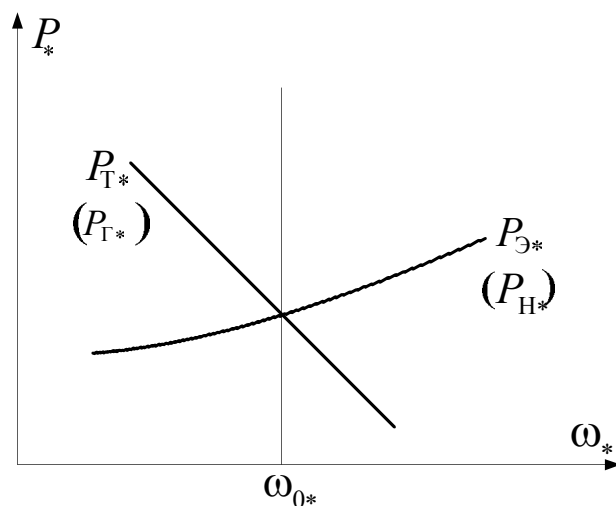


Рис. 1.1. Работа энергосистемы при определенном значении частоты

Во-первых, благодаря зависимости $P_{T*}, P_{Э*}$ от частоты возможно состояние равновесия системы при определенном значении частоты ω_{0*} , во-вторых, при принятых (рис. 2.1) характеристиках состояние равновесия устойчиво. Это следует из простого качественного анализа:

- при отклонении от точки равновесия в сторону увеличения частоты

$P_{T*} - P_{Э*} < 0$, $\frac{d\omega_*}{dt} < 0$, то есть происходит торможение ротора агрегата и частота возвращается к прежнему значению;

- при отклонении частоты в сторону уменьшения

$P_{T*} - P_{Э*} > 0$, $\frac{d\omega_*}{dt} > 0$ и имеет место ускорение ротора и возврат к исходному режиму.

При рассмотрении установившихся режимов и переходных процессов изменения частоты при общем синхронном движении генераторов системы мощность турбин, как генерирующую часть обозначают $P_{Г}$, а электромагнитную мощность генератора, которая в таких режимах определяется нагрузкой и потерями, обозначается $P_{Н}$.

1.2. Регуляторы частоты вращения турбин

Все паровые и гидравлические турбины в обязательном порядке оснащаются автоматическими регуляторами частоты вращения (АРЧВ), которые представляют собой замкнутые системы автоматического регулирования с главной обратной связью по отклонению частоты вращения турбины от заданного значения.

При изменении частоты, вызванной нарушением баланса активной мощности в энергосистеме, регуляторы изменяют положение регулирующих органов турбины. При понижении частоты АРЧВ действует на увеличение впуска энергоносителя и наоборот. Это в свою очередь вызывает соответствующее изменение мощности агрегата. Регуляторы частоты вращения турбин принято называть также первичными регуляторами частоты.

1.2.1. Первичные регуляторы частоты вращения паровых и гидравлических турбин

Для анализа процессов регулирования частоты и мощности в энергосистемах регуляторы частоты вращения турбин представляют в виде функциональной схемы, показанной на рис. 1.2.

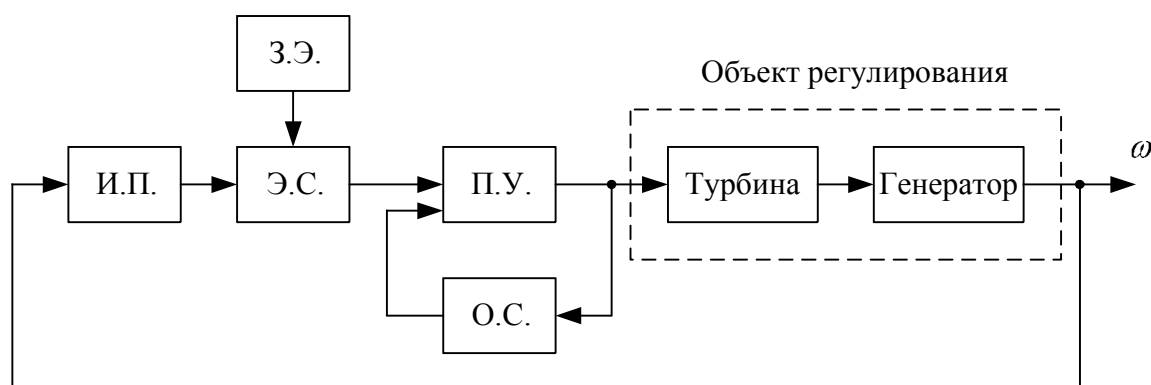


Рис. 1.2. Функциональная схема регуляторов частоты вращения турбин

И.П. – измерительный преобразователь,
З.Э. – задающий элемент,
Э.С. – элемент сравнения,
П.У. – преобразовательно-усилительный элемент,
О.С. – элемент обратной связи

Особенностью регуляторов частоты вращения турбин является необходимость обеспечения весьма значительных усилий для изменения

положения регулирующих клапанов паровых турбин или направляющего аппарата гидравлических турбин. Причем перемещение этих регулирующих элементов должно осуществляться с достаточно большой точностью.

В настоящее время повсеместно для решения этой задачи в составе преобразовательно-усилительного элемента (ПУ) используются гидравлические двигатели, часто называемые в системах регулирования сервомоторами.

В качестве элементов, с помощью которых формируется определенный закон управления, могут использоваться механические, гидравлические и электрические элементы.

В зависимости от состава технических средств регуляторы частоты вращения принято разделять на три вида:

- гидромеханические,
- гидродинамические,
- электрогидравлические.

Первые два вида используются на турбогенераторах и могут использоваться также и гидрогенераторах. В настоящее время на гидрогенераторах, как правило, используются электрогидравлические регуляторы.

Гидравлические усилительные и исполнительные элементы содержат в своем составе собственно гидравлический сервомотор и устройство управления, которое в данном случае принято называть золотником. На практике применяется несколько типов золотников.

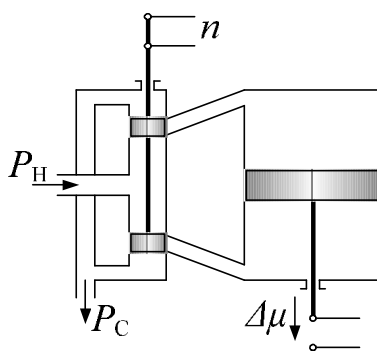


Рис. 1.3. Отсечный золотник

Для примера ниже рассмотрен гидравлический сервомотор, управляемый отсечным золотником (рис. 1.3). К буксе золотника подводится масло под давлением P_H . В нейтральном исходном положении поршни золотника перекрывают (отсекают) каналы, соединяющие буксу золотника с верхней и нижней полостями гидравлического двигателя. Полос-

ти над поршнем и под поршнем гидравлического двигателя заполнены маслом, которое является практически несжимаемым и поэтому положение поршня жестко зафиксировано. При смещении поршней золотника, например вниз, нижняя полость цилиндра двигателя соединяется с линией давления (давление P_H), а верхняя с линией слива (давление P_C). Поршень двигателя при этом будет перемещаться вверх до тех пор, пока поршни золотника снов не займут нейтральное положение или, пока поршень двигателя не дойдет до своего крайнего положения.

Для замещения гидравлического двигателя звеном в структурной схеме системы регулирования и определения его передаточной функции рассмотрим управление, связывающее расход масла и перемещение поршня двигателя в течение малого отрезка времени Δt

$$S\Delta\mu = nK_v(P_H - P_C)\Delta t,$$

где $\Delta\mu$ – перемещение поршня двигателя,

n – открытое сечение окон золотника,

K_v – коэффициент связи между давлением и скоростью перетекания масла,

S – площадь поршня двигателя, принимаемая для упрощения одинаковой со стороны верхней и нижней полостей.

Для дифференциально малого отрезка времени

$$S \frac{d\mu}{dt} = nK_v(P_H - P_C). \quad (1.3)$$

Перейдем в (1.3) к относительным единицам, приняв за базисные величины:

μ_{\max} – максимальный рабочий ход поршня двигателя,

n_{\max} – площадь поперечного сечения полностью открытых окон золотника. Тогда

$$T_d \frac{d\mu_*}{dt} = n_*, \quad (1.4)$$

где $T_d = \frac{S\mu_{\max}}{n_{\max}K_v(P_H - P_C)}$ – постоянная времени гидравлического двигателя.

За время T_d поршень двигателя перемещается из одного крайнего положения до другого при полном открытии окон золотника.

На основании (1.4) передаточная функция гидравлического двигателя

$$W_d(p) = \frac{1}{T_d p}. \quad (1.5)$$

То есть гидравлический двигатель может быть представлен интегрирующим звеном.

Постоянная времени T_d определяет быстродействие системы регулирования определяет быстродействие системы регулирования. Особенно важно снижение T_d при действии регулятора в сторону снижения мощности.

Например, для паровых турбин требуется, чтобы T_d в сторону закрытия было равно около 0.2 с. Для получения такого малого времени требуется очень большая производительность насоса, подающего жидкость в сервомотор. Так как большая скорость движения поршня необходима главным образом в сторону закрытия клапанов, то это практически обеспечивается не увеличением производительности насоса, а применением сервомотора одностороннего действия, у которого давлением масла обеспечивается только движение на открытие, а на закрытие силой пружины.

1.2.2. Сервомоторы с различными видами обратной связи

Сервомотор с обратной связью. В зависимости от конкретных условий и требований к регулятору частоты вращения сервомотор может дополняться жесткой, гибкой или комбинированной обратной связью. Обратная связь может быть выполнена с помощью различных технических средств.

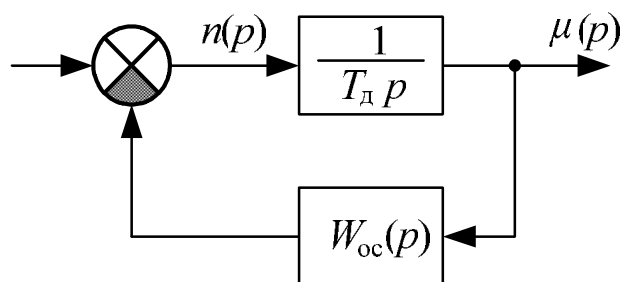


Рис. 1.4. Структурная схема для определения передаточной функции сервомотора с обратной связью

Поскольку конкретные способы технической реализации обратной связи не являются принципиальными при рассмотрении процессов регулирования частоты и мощности, рассмотрим лишь влияние вида и параметров элементов обратной связи на передаточную функцию гидравлического servомотора.

Структурная схема для определения передаточной функции servомотора с обратной связью приведена на рис. 2.4.

При любой передаточной функции звена обратной связи справедливо выражение

$$W_d(p) = \frac{1}{T_d p + W_{oc}(p)}.$$

Сервомотор с жесткой отрицательной обратной связью. Передаточная функция звена обратной связи

$$W_{oc}(p) = K_{oc},$$

Передаточная функция servомотора с такой обратной связью

$$W_d(p) = \frac{1}{T_d p + K_{oc}} = \frac{1}{K_{oc}} \frac{1}{\frac{T_d}{K_{oc}} p + 1}.$$

При жесткой отрицательной обратной связи servомотор является инерционным звеном первого порядка с постоянной времени $\frac{T_d}{K_{oc}}$ и коэффициентом усиления $K = \frac{1}{K_{oc}}$.

Сервомотор с гибкой обратной связью. Передаточная функция звена обратной связи servомотора

$$W_{oc}(p) = \frac{T_{oc} p}{T_{oc} p + 1}.$$

Передаточная функция servомотора с такой обратной связью

$$W_d(p) = \frac{T_{oc} p + 1}{T_{oc} T_d p^2 + (T_{oc} + T_d) p}.$$

Как видно, при гибкой обратной связи звено, замещающее servомотор остается астатическим (нейтральным), но существенно изменяются его динамические свойства.

Сервомотор с комбинированной обратной связью. Передаточная функция звена обратной связи

$$W_{oc}(p) = K_{oc} + \frac{T_{oc}p}{T_{oc}p + 1}.$$

$$W_d(p) = \frac{T_{oc}p + 1}{T_{oc}T_d p^2 + [T_d + (1 + K_{oc})T_{oc}]p + K_{oc}}.$$

В этом случае сервомотор представляет собой статическое звено с измененными динамическими свойствами.

1.2.3. Передаточные функции звеньев, замещающих турбины и генераторы

Передаточная функция звена, замещающего паровую турбину. Изменение мощности паровой турбины запаздывает по отношению к изменению положения регулирующих клапанов из-за энергетической инерционности паровых объемов.

Инерционность в изменении мощности турбины без промежуточного перегрева пара определяется паровым объемом, заключенным между регулируемыми клапанами и первым рядом сопел турбины.

Турбина в этом случае моделируется инерционным звеном 1-го порядка (рис. 1.5)

$$W_{тп}(p) = \frac{1}{T_{п}p + 1},$$

где $T_{п}$ – постоянная времени парового объема в цилиндре высокого давления.

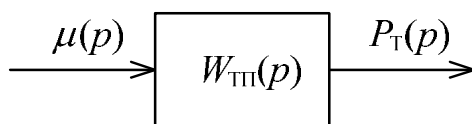


Рис. 1.5. Модель паровой турбины без промежуточного перегрева пара, μ – параметр, характеризующий положение регулирующих клапанов

Передаточные функции звеньев, замещающих паровую турбину с промежуточным перегревом пара. Технологическая схема турбины с промежуточным перегревом пара показана на рис. 1.6.

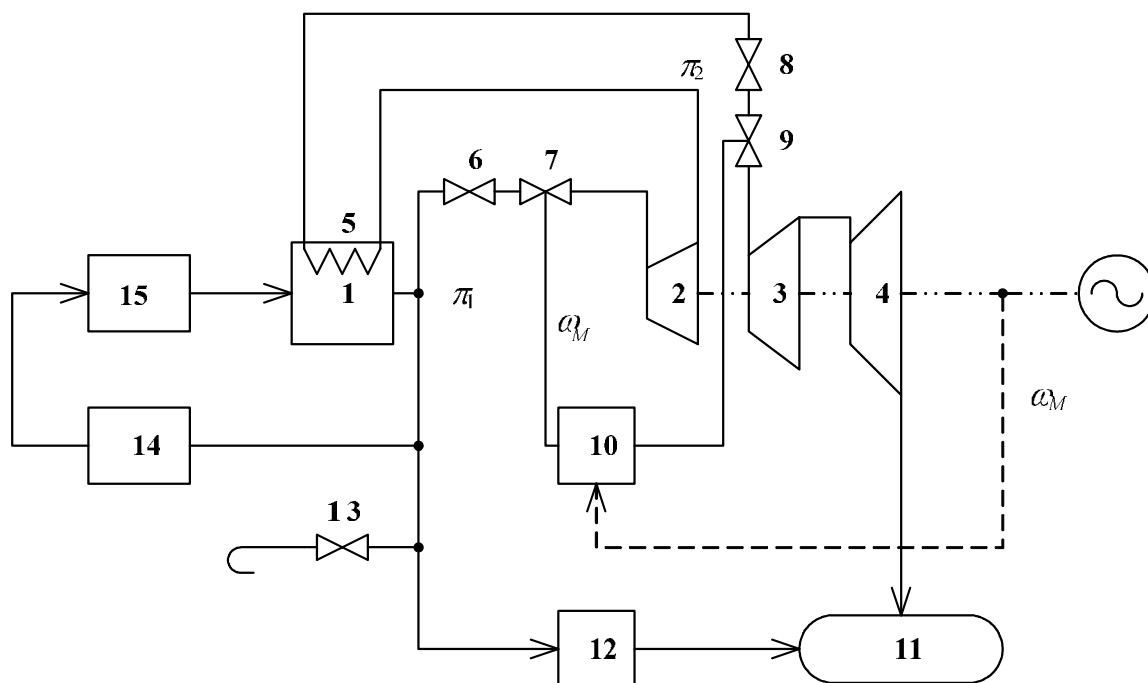


Рис. 1.6. Технологическая схема турбоагрегата с промежуточным перегревом пара

- 1 – котельный агрегат,
- 2 – цилиндр высокого давления (ЦВД),
- 3 – цилиндр среднего давления (ЦСД),
- 4 – цилиндр низкого давления (ЦНД),
- 5 – теплообменник промежуточного перегрева,
- 6 – стопорный клапан ЦВД,
- 7 – регулирующий клапан ЦВД,
- 8 – стопорный клапан ЦСД,
- 9 – регулирующий клапан ЦСД,
- 10 – АРЧВ – автоматический регулятор частоты вращения турбины,
- конденсатор турбины,
- 11 – быстродействующая редуцирующая охлаждающая установка (БРОУ),
- 12 – аварийный предохранительный клапан,
- 13 – устройство для измерения давления пара,
- 14 – устройство измерения давления пара,
- 15 – регулятор нагрузки котла – изменяет подачу топлива в топку, по факту отклонения давления пара от заданной величины.

Давление пара на выходе котла – π_1 , на входе ЦСД – π_2 .

При рассмотрении этой технологической схемы сделаем следующее допущение – за время переходного процесса давление π_1 не изменяется.

Влияние промперегрева объясняется тем, что во всех элементах тракта промперегрева находится большой объем пара и поэтому изменение мощности ЦСД и ЦНД существенно запаздывает от изменения положения регулирующих клапанов, причем это запаздывание значительно больше, чем запаздывание, которое определяется паровым объемом в ЦВД.

Запаздывание в тракте промперегрева также моделируются инерционным звеном 1-го порядка, в соответствие со следующей передаточной функцией

$$W_{\text{пп}}(p) = \frac{I}{T_{\text{пп}}p + I},$$

где $T_{\text{пп}}$ – постоянная времени парового объема в промперегреве.

Суммарная мощность, которую вырабатывают турбины, некоторым образом распределена между ЦВД (до промперегрева), ЦСД и ЦНД (после промперегрева). Доля мощности ЦВД (обозначим её C) составляет в установившемся режиме $C = 0,15-0,3$ от полной мощности турбины.

Далее важно учесть, что в пределах практических регулировочных диапазонов турбины регулирование осуществляется только клапанами ЦВД, причем клапаны ЦСД полностью открыты и вступают в действие, начиная закрываться, когда мощность турбины снижается до 10÷15% от номинальной мощности.

Приблизительно связь между мощностью турбины и положением клапанов 7 и 9 можно отобразить графиком (рис. 1.7)

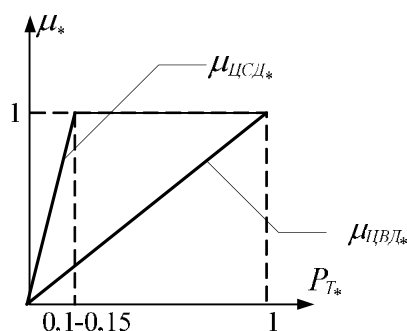


Рис. 1.7. Примерный вид зависимости положения клапанов ЦВД и ЦСД от мощности турбины,
 $\mu=1$ – открытие клапанов, соответствующее номинальной мощности

Запаздывание в изменении мощности в ЦВД моделируется точно также как и в турбине без промежуточного перегрева пара. С учетом последнего обстоятельства структурная схема модели турбины с промежуточным перегревом пара представлена на рис. 1.8.

Входной величиной этого звена является относительное открытие регулирующих клапанов μ_* , которые перемещаются гидравлическим сервомотором, а выходной величиной – мощность турбины P_{T*} .

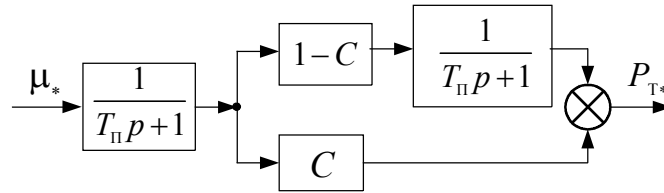


Рис. 1.8. Структурная схема модели турбины с промежуточным перегревом пара $T_{\text{п}}$ – постоянная времени объема пара, заключенного между регулируемыми клапанами и первым рядом сопел турбины,

$T_{\text{пп}}$ – постоянная времени объема пара в тракте промежуточного перегрева,

C – доля мощности турбины, вырабатываемая цилиндром высокого давления

Структурной схеме рис. 1.8 соответствует передаточная функция

$$W_{\tau}(p) = \frac{1}{T_{\text{п}} p + 1} \frac{C T_{\text{пп}} p + 1}{T_{\text{пп}} p + 1}.$$

Передаточная функция звена, замещающего гидротурбину.

Главная особенность передаточной функции гидротурбины обусловлена явлением гидравлического удара. Эта передаточная функция имеет следующий вид

$$W_{\tau}(p) = \frac{1 - \mu_{0*} T_{\text{в}} p}{1 + 0.5 \mu_{0*} T_{\text{в}} p},$$

где $T_{\text{в}}$ – постоянная времени водоводов,

μ_{0*} – относительное открытие направляющего аппарата турбины в предшествующем режиме.

Передаточная функция звена, замещающего генератор при регулировании частоты. Эта передаточная функция может быть получена из уравнения движения ротора эквивалентного агрегата турбина-генератор.

$$T_j \frac{d\omega_*}{dt} = P_{T*} - P_{Г*}, \quad (1.6)$$

где T_j – эквивалентная постоянная механической инерции агрегата турбина-генератор,

ω_* – частота вращения в относительных единицах,

$P_{т*}$ и $P_{г*}$ – соответственно мощность турбины и мощность генератора в относительных единицах.

Так мощность генератора практически равна мощности нагрузки, то для малых реальных отклонений частоты, в пределах которых статическая характеристика активной мощности нагрузки близка к линейной, можно принять

$$P_{г*} = P_{г0*} - K_{\text{нф}} \Delta \omega_*,$$

где $K_{\text{нф}}$ – коэффициент регулирующего эффекта нагрузки по частоте;

$P_{г0*}$ – мощность генератора равная мощности нагрузки в момент возникновения возмущения ($t = 0$), например, при набросе или сбросе нагрузки.

Уравнение (1.6) при принятых условиях примет вид

$$T_j \frac{d\Delta \omega_*}{dt} = \Delta P_* - K_{\text{нф}} \Delta \omega_*. \quad (1.7)$$

где $\Delta P_* = P_{т*} - P_{г0*}$.

Представив уравнение (1.7) в операторной форме, определим передаточную функцию как отношение $\Delta \omega_*(p) / \Delta P_*(p)$, получим

$$W_{\text{г}}(p) = \frac{1}{T_j p + K_{\text{нф}}}. \quad (2.8)$$

Передаточной функции (1.8) соответствует структурная схема на рис. 1.6.

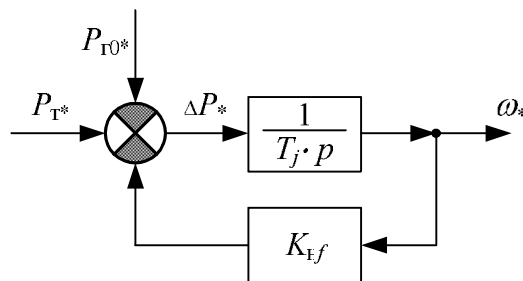


Рис. 1.9. Структурная схема передаточной функции звена, замещающего генератор при регулировании частоты (автономная энергосистема)

Знак приращения " Δ " при " ω " в дальнейшем опускаем для упрощения записей. Можно заметить, что при $K_{\text{нф}} = 0$ генератор замещается интегрирующим звеном, так как не учтены практически очень малые механические потери. Функциональной схеме регулятора, приведенной на рис. 1.2, соответствует структурная схема на рис. 1.10.

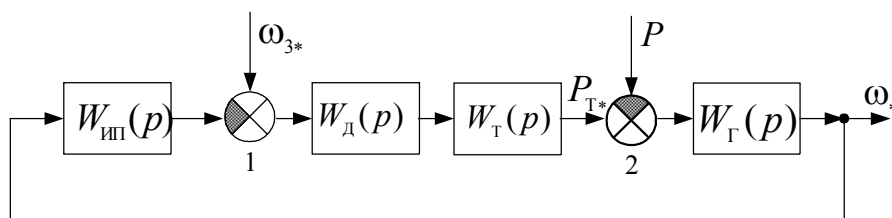


Рис. 1.10. Структурная схема регулятора

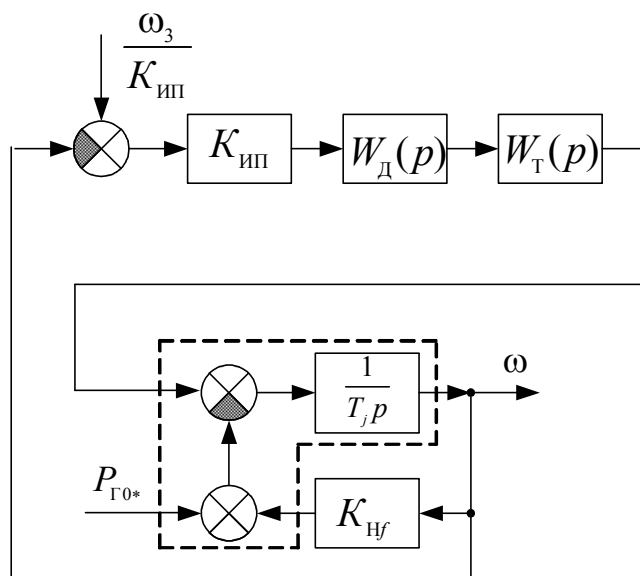


Рис. 1.11. Структурная схема системы регулирования паровой турбины

Постоянная времени измерительного преобразователя значительно меньше постоянных времени других звеньев системы, поэтому примем $W_{\text{ип}}(p) = K_{\text{ип}}$. Далее перенесем точку суммирования 1 на вход звена $W_{\text{ип}}(p)$ и для звена генератора используем его представление в виде структурной схемы по рис. 1.9. В результате этого структурная схема примет вид, показанный на рис. 1.11.

Для упрощения записей $\omega_3/K_{\text{ип}}$ будем записывать по-прежнему как ω_3 , имея в виду, что эта величина приведена к масштабу входных величин измерительного преобразователя ИП. Определим передаточные функции, полученной системы по каналу заданной величины ω_3 и по каналу возмущающего воздействия

$$W_3(p) = \frac{K_{\text{ип}} W_{\text{д}}(p) W_{\text{т}}(p) W_{\text{г}}(p)}{1 + K_{\text{ип}} W_{\text{д}}(p) W_{\text{т}}(p) W_{\text{г}}(p)} = \frac{W_{\text{раз}}(p)}{1 + W_{\text{раз}}(p)}. \quad (1.9)$$

$$W_{\text{в}}(p) = \frac{W_{\text{г}}(p)}{1 + K_{\text{ип}} W_{\text{д}}(p) W_{\text{т}}(p) W_{\text{г}}(p)} = \frac{W_{\text{г}}(p)}{1 + W_{\text{раз}}(p)}. \quad (1.10)$$

Передаточная функция системы в разомкнутом состоянии

$$W_{\text{раз}}(p) = K_{\text{ип}} W_{\text{д}}(p) W_{\text{т}}(p) W_{\text{г}}(p).$$

1.2.4. Анализ системы регулирования частоты вращения паровой турбины

Системе регулирования паровой турбины соответствует структурная схема на рис. 1.11.

В системах регулирования паровых турбин применяется сервомотор с жесткой обратной связью, так как при этом формируется требуемая характеристика регулирования и с запасом обеспечивается устойчивость системы регулирования.

Статические характеристики системы регулирования получим из (1.9) и (1.10), приняв $p = 0$

$$W_3(0) = \frac{K_{\text{ип}}}{K_{\text{ос}} K_{\text{нф}} + K_{\text{ип}}}.$$

$$W_{\text{в}}(0) = \frac{K_{\text{ос}}}{K_{\text{ос}} K_{\text{нф}} + K_{\text{ип}}}.$$

Чтобы вычленить влияние на свойства системы регулирования только собственно регулятора, положим пока $K_{\text{нф}} = 0$. При этом

$$W_3(0) = 1, \quad W_B(0) = \frac{K_{oc}}{K_{ип}}.$$

Таким образом, характеристика регулирования

$$\omega_* = \omega_{3*} - \frac{K_{oc}}{K_{ип}} P_{г*} = \omega_{3*} - K_c P_{г*}.$$

где $K_c = \frac{K_{oc}}{K_{ип}}$ – коэффициент статизма.

Коэффициент обратной связи практически близок к единице, поэтому коэффициент статизма определяется коэффициентом преобразования (усиления) измерительного преобразователя.

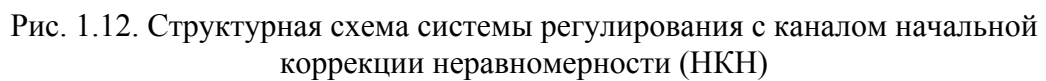
По существующим требованиям коэффициент статизма по мощности у отдельного регулируемого агрегата должен составлять 4÷6%. При таком коэффициенте статизма должна обеспечиваться устойчивость системы регулирования во всех режимах, включая и режим холостого хода ($K_{и\phi} = 0$).

Инерционность парового объема в тракте промперегрева существенно ухудшает динамические характеристики турбины, замедляет процесс регулирования. Для частичной компенсации влияния паровых объемов тракта промперегрева на турбинах большой мощности используется воздействие по возмущению в виде дополнительного канала, который называют каналом начальной коррекции неравномерности (НКН). Канал НКН вырабатывает воздействие пропорциональное разности электрической мощности генератора $P_{\mathcal{E}}$ и давления за промежуточным перегревателем $p_{пп}$.

$$Y_{НКН} = K_{НКН} (P_{\mathcal{E}} - K_{пп} p_{пп}).$$

Коэффициент $K_{пп}$ выбирается так, чтобы обе составляющие сигнала $Y_{НКН}$ в установившемся режиме компенсировались.

Структурная схема системы регулирования с каналом НКН приведена на рис. 1.12.



Свойства системы регулирования частоты вращения гидрогенераторов из-за особенностей передаточной функции гидротурбины существ-

венно отличаются от таковых для паровых турбин. При установке коэффициента статизма в пределах $4\div 6\%$ и прочих равных условиях система регулирования гидротурбины оказывается неустойчивой. Этому в некоторой степени способствует также большая постоянная времени серводвигателя, так как скорость изменения положения регулирующих органов гидротурбины не может быть такой же, как и у паровой турбины.

В связи с этим в сервомоторе гидротурбины применяются кроме жесткой обратной связи также и гибкая обратная связь ($K_{\text{гос}}$), которую называют изодромной обратной связью (рис. 1.13).

1.2.5. Электрогидравлические регуляторы частоты вращения турбин

Важным элементом электрогидравлических регуляторов является устройство связи между электрической и гидравлической частями регулятора – электрогидравлический преобразователь (ЭГП). ЭГП должен преобразовать электрические сигналы в пропорциональное этим сигналам перемещение, например, золотника гидравлического двигателя [3]. Одна из применяемых конструкций ЭГП показана на рис. 1.14. Он содержит магнитоэлектрический электромеханический преобразователь (ЭМП) и гидравлический усилитель (ГУ) с дроссельным золотником.

ЭМП состоит из двух полуцилиндров 1 с обмотками ω , подвижного штока (якоря) 2 и центрирующих пружин 3. Полуцилиндры с обмотками расположены между кольцевыми постоянными магнитами 5 и цилиндрическим сердечником 6, внутри которого может перемещаться шток 2. Верхний конец подвижного штока через пружину 8 связан с установочным винтом 9, а на нижнем его конце закреплено отбойное кольцо 4' дроссельного золотника. ЭМП размещается в корпусе 7.

ГУ выполнен в виде так называемого следящего золотника с дифференциальным, то есть имеющим разные площади поверхностей S_1 , S_2 , поршнем 10. Именно за счет различия площадей поверхностей и достигается увеличение усилия штока ЭМП на поршень, которое определяется разностью усилий на плоскости I и II цилиндра и отношением указанных площадей. Давление в полости II постоянно, а давление в полости I зависит от дросселирующего отверстия, то есть зазора δ между отбойным кольцом 4' и соплом 4'' золотника.

Перемещение штока 2 ЭМП пропорционально току I , протекающему по обмотке ω . При изменении направления тока изменяется и направление перемещения штока. Перемещение штока вызывает измене-

ние зазора δ , а, следовательно, и результирующего сечения дросселирующего отверстия.

Например, при перемещении штока ЭМП вверх на увеличение δ давление масла в полости I гидравлического усилителя уменьшается, и поршень 10 движется в этом же направлении до тех пор, пока из-за уменьшения δ силы давления масла в полостях I и II не станут равными. При смещении штока от исходного равновесного состояния вниз на уменьшение δ поршень движется также вниз. Зависимость зазора δ , как от внешнего воздействия, так и от перемещения поршня, то есть выходной величины, образует жесткую отрицательную обратную связь. Благодаря этому электрогидравлический преобразователь имеет практически линейную характеристику. Постоянная времени преобразователя составляет 10÷15 мс.

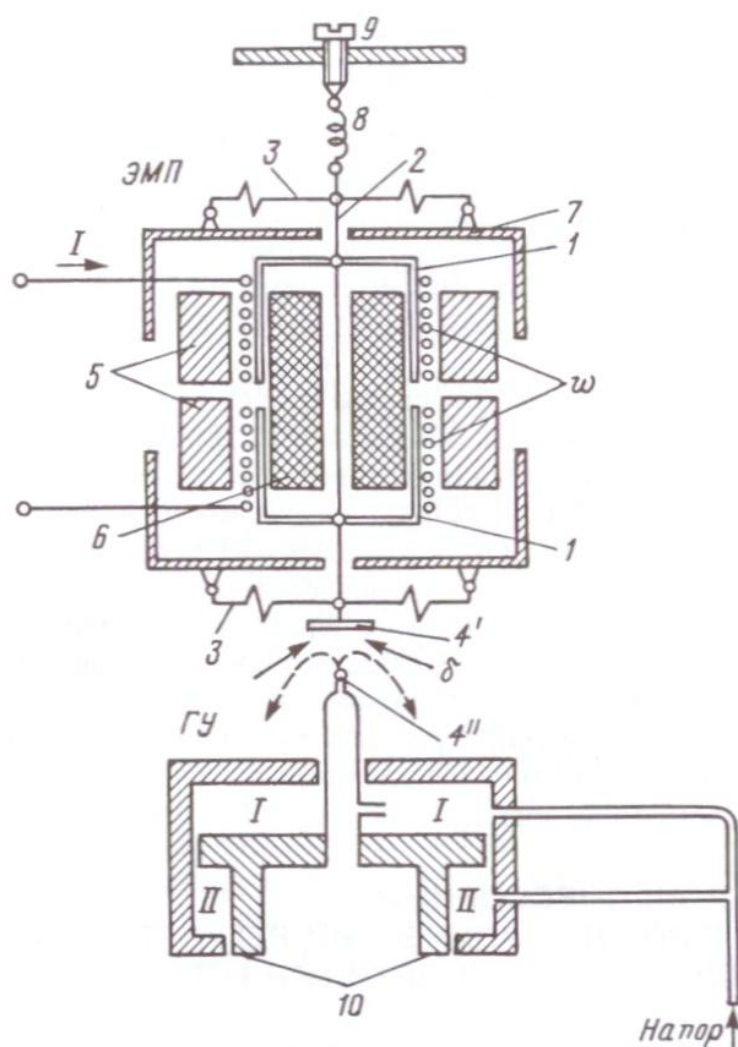


Рис. 1.14. Конструкция электрогидравлического преобразователя

Электрогидравлические преобразователи в настоящее время используются также для введения необходимых сигналов в системах группового управления мощностью на электростанциях, а также для импульсной разгрузки паровых турбин с целью сохранения динамической устойчивости.

В качестве примера на рис. 1.15 приведена упрощенная структурная схема электрогидравлического регулятора типа ЭГР-2И.

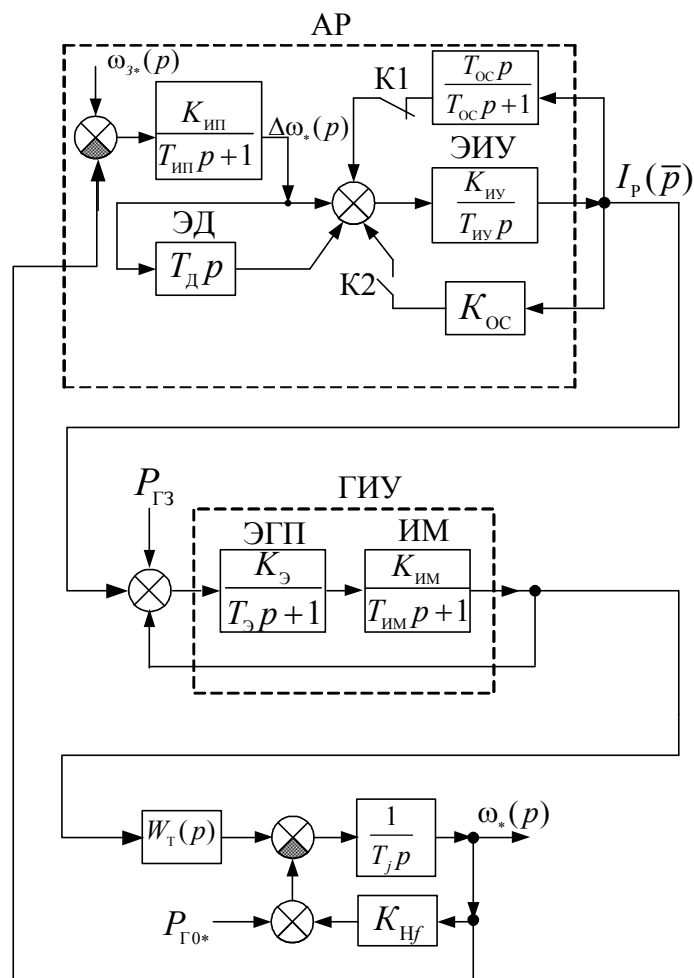


Рис. 1.15. Упрощенная структурная схема электрогидравлического регулятора типа ЭГР-2И

Формирование закона управления осуществляется частью, которая на схеме обозначена АР.

Совместное использование имеющихся в этой части элементов позволяет обеспечить любой закон регулирования. Например, при замкнутом ключе К1 и разомкнутом К2 весь блок АР является нейтральным звеном и обеспечивает астатическое регулирование частоты. При замк-

нута ключе К1 интегрирующий усилитель ЭИУ охватывается жесткой обратной связью и при этом в целом обеспечивается статический закон регулирования частоты.

Особенностью регулятора ЭГР-2И является наличие независимых входов для изменения уставки по частоте (ω_3) и управления для изменения активной мощности агрегата. Сигнал для задания мощности $P_{гз}$ подается непосредственно на ЭГП, минуя элементы формирования алгоритма регулирования частоты, что повышает быстродействие канала управления по мощности.

Приведенные выше структурные схемы отображают свойства системы регулирования отдельного агрегата, работающего на некоторую нагрузку или группы синхронно работающих агрегатов, с близкими характеристиками. При изучении задачи регулирования активной мощности агрегата, работающего параллельно в энергосистеме большой мощности, когда частота постоянная, выходной величиной системы регулирования является активная мощность агрегата. Агрегат должен вводиться в структурную схему передаточной функцией, связывающей механическую мощность турбины и электрическую мощность генератора.

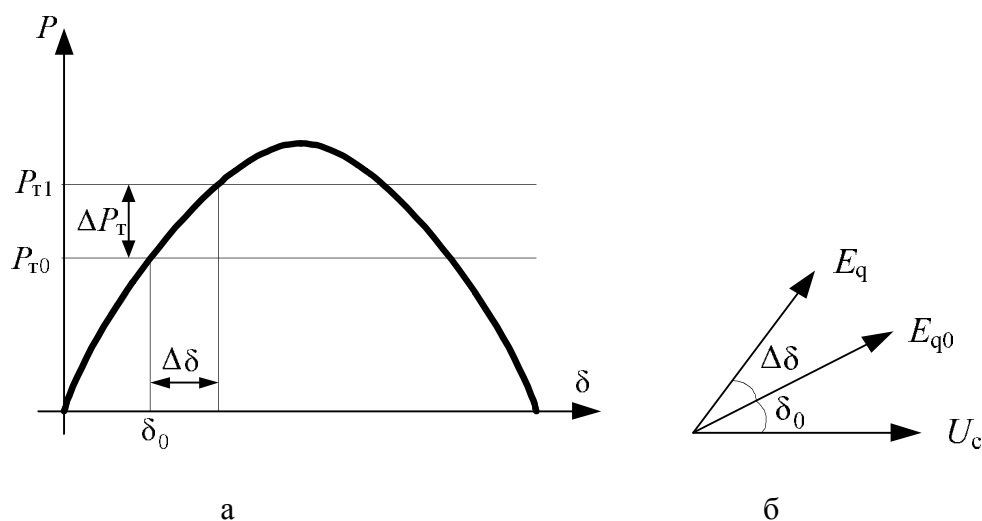


Рис. 1.16. Взаимосвязь механической мощности турбины и электрической мощности генератора:

а – угловая характеристика мощности,
б – векторная диаграмма

При получении этой передаточной функции должно быть учтено, то обстоятельство, что при изменении мощности агрегата P_T происходит изменение угла δ вектора эквивалентной ЭДС E_q относительно вектора напряжения системы U_c (рис. 1.16). Следовательно, во время переходного-

го процесса имеет место некоторое скольжение ротора генератора, что в свою очередь вызывает появление асинхронного момента.

Уравнение движения ротора эквивалентного агрегата относительно приращений угла и мощностей

$$\frac{T_j}{\omega_{ном}} \cdot \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = \Delta P_{г*} - \Delta P_{г*}. \quad (1.11)$$

Линеаризация уравнения (2.11) проводится относительно угла δ_0 . Приращение мощности генератора содержит две составляющие: синхронную, пропорциональную изменению угла и асинхронную пропорциональную скольжению $\left(\frac{d\Delta\delta}{dt} \right)$. Тогда

$$\Delta P_{г*} = \left(\frac{\partial P_{г*}}{\partial \delta} \right)_{\delta=\delta_0} \cdot \Delta \delta + \frac{D}{\omega_{ном}} \cdot \left(\frac{d\Delta\delta}{dt} \right), \quad (1.12)$$

где D – коэффициент пропорциональности между скольжением и асинхронной мощностью.

Из (2.12) выразив приращение мощности турбины с учетом (2.11), получим

$$\Delta P_{г*} = \frac{T_j}{\omega_{ном}} \cdot \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + \frac{D}{\omega_{ном}} \cdot \left(\frac{d\Delta\delta}{dt} \right) + \left(\frac{\partial P_{г*}}{\partial \delta} \right)_{\delta=\delta_0} \cdot \Delta \delta. \quad (1.13)$$

Искомая передаточная функция есть отношение операторных изображений (1.12) и (1.13), которая после некоторых преобразований имеет вид

$$W_r(p) = \frac{D \cdot p + \frac{\partial P_{г*}}{\partial \delta} \cdot \omega_{ном}}{T_j \cdot p^2 + D \cdot p + \frac{\partial P_{г*}}{\partial \delta} \cdot \omega_{ном}}. \quad (1.14)$$

Специальные исследования динамических свойств звена с передаточной функцией (1.14) показали, что практически, по сравнению с влиянием инерционности сервомотора привода регулирующих элементов, и тем более с учетом инерционности паровых объемов, запаздыва-

нием между изменением мощности турбины и мощности генератора можно пренебречь и считать $W_T(p) = 1$.

1.3. Результирующая статическая характеристика активной мощности энергосистемы по частоте

Для ряда задач управления режимами и некоторых расчетных задач большое значение имеет изменение мощности турбин (генерации) и активной мощности нагрузки при изменении частоты на стадии действия первичного, относительно быстродействующего, регулирования частоты, которое обеспечивается регуляторами частоты вращения паровых и гидравлических турбин.

Это следующие задачи:

- регулирование частоты и перетоков активной мощности;
- воздействие на мощность генераторов и нагрузки с целью обеспечения необходимых запасов устойчивости в послеаварийных режимах;
- расчетное определение предельных перетоков активной мощности по условию статической апериодической устойчивости.

Реакция энергосистемы на изменение частоты определяется статическими характеристиками всех параллельно работающих агрегатов турбина-генератор и статическими характеристиками активной мощности нагрузки по частоте.

В качестве количественной характеристики реакции системы на изменение частоты используется общесистемный (эквивалентный) коэффициент крутизны статической частотной характеристики энергосистемы K_{fT} или реже – обратная величина $1/K_f$ – коэффициент статизма энергосистемы.

При определении коэффициента крутизны частотной характеристики системы считаем, что в общем случае известны коэффициенты крутизны статических характеристик всех агрегатов и коэффициент регулирующего эффекта активной мощности нагрузки энергосистемы K_{fH} .

Совместная реакция всех агрегатов на изменение частоты определяет эквивалентный коэффициент крутизны частотной характеристики генерирующей части энергосистемы K_{fT} . Рассмотрим определение данного коэффициента.

Изменение активной мощности и частоты каждого агрегата связаны между собой следующим образом

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_{\Gamma 1} = -\Delta f_* K_{f_{\Gamma 1}} P_{\Gamma \text{ ном } 1}, \\ \Delta P_{\Gamma 2} = -\Delta f_* K_{f_{\Gamma 2}} P_{\Gamma \text{ ном } 2}, \\ \dots \\ \Delta P_{\Gamma i} = -\Delta f_* K_{f_{\Gamma i}} P_{\Gamma \text{ ном } i}, \\ \Delta P_{\Gamma n} = -\Delta f_* K_{f_{\Gamma n}} P_{\Gamma \text{ ном } n}, \end{array} \right. \quad (1.15)$$

где $\Delta f_* = \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}}$ – относительное изменение частоты,

$\Delta f = f - f_0$ – отклонение частоты от ее значения f_0 в предшествующем установившемся режиме,

$K_{f_{\Gamma i}}$ и $P_{\Gamma \text{ ном } i}$ – коэффициент крутизны статической характеристики и номинальная мощность отдельного агрегата.

Знак "–" в соотношениях (1.15) означает, что при увеличении частоты мощность агрегата уменьшается и, наоборот, при снижении частоты – увеличивается.

Просуммируем изменения мощности всех генераторов

$$\sum_1^n \Delta P_{\Gamma i} = -\Delta f_* \cdot \sum_1^n K_{f_{\Gamma i}} \cdot P_{\Gamma \text{ ном } i}.$$

Заменим теперь совокупность параллельно работающих агрегатов одним воображаемым эквивалентным агрегатом с номинальной мощностью,

равной сумме номинальных мощностей всех агрегатов $\sum_1^n P_{\Gamma \text{ ном } i}$,

и с таким коэффициентом крутизны статической характеристики $K_{f_{\Gamma}}$, при котором изменение мощности при том же изменении частоты, что и

в (1.15) будет равно $\sum_1^n \Delta P_{\Gamma i}$, то есть

$$\sum_1^n \Delta P_{\Gamma i} = -\Delta f_* K_{f_{\Gamma}} \sum_1^n P_{\Gamma \text{ ном } i}. \quad (1.16)$$

Из совместного рассмотрения (1.15) и (1.16) получаем

$$K_{f\Gamma} = \frac{\sum_1^n K_{f\Gamma i} P_{\Gamma \text{ ном } i}}{\sum_1^n P_{\Gamma \text{ ном } i}}.$$

Имеется несколько причин, из-за которых коэффициент $K_{f\Gamma}$ в одной и той же энергосистеме или в районе энергосистемы не остается постоянным. Изменение $K_{f\Gamma}$ вызывается несколькими факторами.

1. При выходе на границы регулировочного диапазона ($P_{\text{тmax}}$ и $P_{\text{тmin}}$) у каких-либо агрегатов их мощность при изменении частоты остается постоянной, то есть для них $K_{f\Gamma i} = 0$. При этом, как видно, $K_{f\Gamma}$ уменьшается.

2. Вероятность того, что в каких-то режимах часть агрегатов будет работать на ограничении мощности по максимуму гораздо больше, чем на ограничении по минимуму. Поэтому коэффициент крутизны частотной характеристики при повышении частоты будет больше, чем при понижении, так как при повышении частоты часть агрегатов, работавших на ограничении по максимуму, будут разгружаться и участвовать в регулировании.

3. Влияние реакции тепловой части электростанций заключается в том, что в начальной стадии процесса после изменения частоты мощность паровых турбин изменяется в соответствии с изменением положения регулирующих клапанов за счет тепла, аккумулированного в паровых объемах, а затем изменение мощности уменьшается из-за недостаточной паропроизводительности котельных агрегатов. Поэтому коэффициент крутизны частотной характеристики генерирующей части энергосистемы, определяемый после реакции тепловой части может быть меньше, чем в начальной стадии процесса.

4. Влияние зоны нечувствительности регуляторов частоты вращения турбин. В исходном режиме рабочая точка ($P_{\Gamma i}, f_0$) занимает случайное положение относительно границ зоны нечувствительности регулятора каждого отдельного агрегата. Сама зона нечувствительности также является случайно величиной в некотором диапазоне значений. Поэтому изменение мощности агрегатов при изменении частоты зависит как от упомянутого случайного положения рабочей точки размера зоны нечувствительности, так и от соотношения абсолютного значения отклонения частоты по сравнению с зоной нечувствительности.

Учитывая последнее обстоятельство целесообразно рассмотреть две возможные ситуации:

- 1) отклонение частоты меньше зоны нечувствительности,
- 2) отклонение частоты больше зоны нечувствительности.

Иллюстрация возможной реакции на изменение частоты агрегатов энергосистемы для первого случая приведена на рис. 1.17.

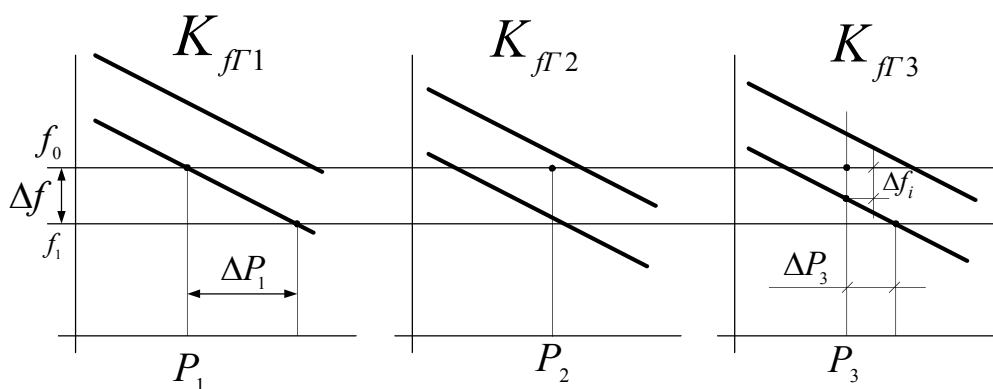


Рис. 1.17. Реакция на изменение частоты агрегатов энергосистемы при отклонении частоты, меньшем зоны нечувствительности

Как видно, возможна ситуация, когда один агрегат (первый) изменяет мощность полностью в соответствии со своим коэффициентом крутизны статической характеристики $\Delta P_1 = \Delta f_* \cdot K_{f\Gamma 1} \cdot P_{\text{ном } 1}$, второй агрегат вообще не изменяет свою мощность $\Delta P_2 = 0$, а изменение мощности третьего агрегата меньше того значения, которое имело бы место при отсутствии зоны нечувствительности $\Delta P_3 < \Delta f_* \cdot K_{f\Gamma 3} \cdot P_{\text{ном } 3}$. Второй случай иллюстрируется на рисунке 1.18.

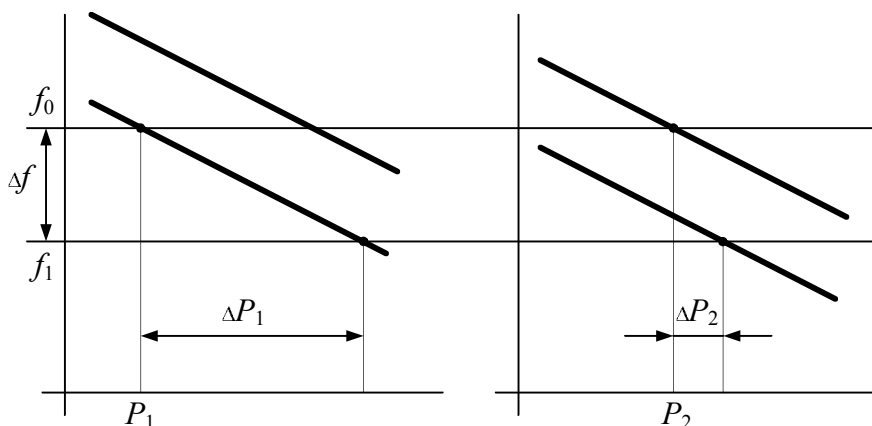


Рис. 1.18. Реакция на изменение частоты агрегатов энергосистемы при отклонении частоты меньше зоны нечувствительности

Если отклонение частоты больше зоны нечувствительности регуляторов всех агрегатов, то все они в большей или меньшей степени изменят свою мощность. Поэтому системный коэффициент крутизны частотной характеристики при прочих равных условиях будет больше.

В [1] приводится зависимость действительного значения $K_{f\Gamma}$ от отклонения частоты (рис. 1.19).

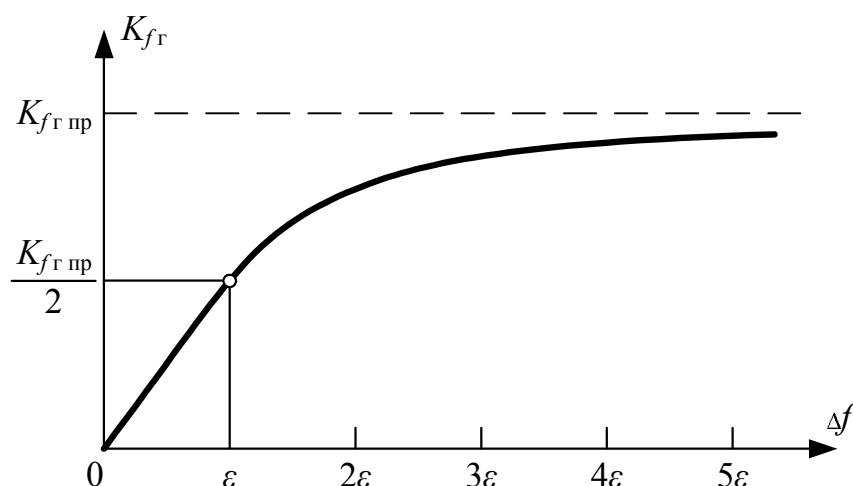


Рис. 1.19. Зависимость действительного значения $K_{f\Gamma}$ от отклонения частоты

По оси абсцисс отложено отклонение частоты по отношению к зоне нечувствительности ϵ . С ростом отклонения частоты коэффициент крутизны $K_{f\Gamma}$ стремится к своему предельному значению $K_{f\Gamma пр}$. Приведенная на рис.1.19 зависимость справедлива только в том случае, если по мере роста отклонения частоты мощность ни одного из агрегатов не достигает своего максимального или минимального значения, когда $K_{f\Gamma i} = 0$.

На значение коэффициента крутизны частотной характеристики системы оказывает влияние и реакция нагрузки на изменение частоты, так как возникающий в системе по тем или иным причинам небаланс мощности ΔP в новом установившемся режиме компенсируется суммой изменений мощности генераторов и нагрузки

$$\Delta P = \Delta P_{\Gamma} + \Delta P_{\text{н}}.$$

В свою очередь

$$\Delta P_{\Gamma} = -\Delta f_* \cdot K_{f\Gamma} \cdot P_{\Gamma \text{ ном}}, \quad (1.17)$$

$$\Delta P_{\text{н}} = \Delta f_* \cdot K_{f_{\text{н}}} \cdot P_{\text{н}0},$$

где $P_{\text{г ном}}$ – номинальная мощность генераторов системы,
 $P_{\text{н}0}$ – суммарная мощность нагрузки.

В (2.17) $K_{f_{\text{г}}}$ следует считать отрицательным, так как при $\Delta f_* > 0$, $\Delta P_{\text{г}1} < 0$ и наоборот. Таким образом,

$$\Delta P = \Delta f_* \cdot (K_{f_{\text{г}}} \cdot P_{\text{г ном}} + K_{f_{\text{н}}} \cdot P_{\text{н}0}). \quad (1.18)$$

Вынесем в (1.18) за скобки $P_{\text{н}0}$

$$\Delta P = \Delta f_* \cdot P_{\text{н}0} \cdot (K_{f_{\text{г}}} \cdot \rho + K_{f_{\text{н}}}),$$

где $\rho = \frac{P_{\text{г ном}}}{P_{\text{н}0}}$ – коэффициент резерва.

Результирующий коэффициент крутизны частотной характеристики системы определим как

$$K_f = \frac{\Delta P_*}{\Delta f_*} = K_{f_{\text{г}}} \cdot \rho + K_{f_{\text{н}}}.$$

Степень влияния реакции генерирующей части и реакции нагрузки на значение K_f различно. Так если принять, что зона нечувствительности регуляторов турбин отсутствует и ни один из агрегатов не находится на ограничении по мощности, то $K_{f_{\text{г}}}$ полностью определится коэффициентом статизма характеристик регуляторов турбин, значение которого может лежать в пределах 0,04–0,06. Следовательно, $K_{f_{\text{г}}} = 25\text{--}16,6$.

В действительности из-за причин рассмотренных выше значение $K_{f_{\text{г}}}$ в ряде случаев может снижаться до 7–10 в начальной стадии процесса и до 4–6 после реакции тепловой части. Коэффициент регулирующего эффекта нагрузки $K_{f_{\text{н}}}$ может лежать в пределах 1–3.

1.4. Современные требования по организации регулирования режима работы по частоте и активной мощности

Регулирование режима работы энергосистемы по частоте сводится к постоянному поддержанию баланса мощности между генераторами и потребителями при номинальной частоте. Практически регулирование

режима по частоте и активной мощности обеспечивается регулированием мощности генераторов электростанций в соответствии с плановыми и внеплановыми нагрузками [4].

График нагрузки энергосистемы в современных условиях может прогнозироваться с довольно большой точностью. Отклонение прогнозируемых нагрузок от фактических не превышает нескольких процентов. Заданные для электростанций графики также выполняются довольно точно, поэтому, в основном, поддержание частоты, близкой к номинальной, обеспечивается регулированием плановых нагрузок.

Однако это не исключает возможность существенного отклонения частоты, например, в часы переменной части графика нагрузки, а также при каких-либо непредвиденных изменениях нагрузки или мощности электростанций.

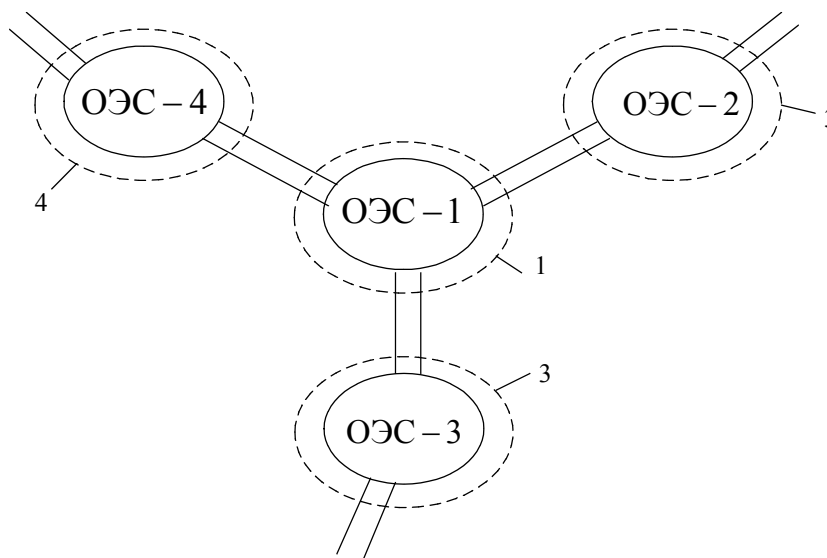


Рис. 1.20. Энергообъединение.

Алгебраическая сумма перетоков в сечениях

1, 2, 3, 4 – сальдо перетоков по внешним связям ОЭС

Для поддержания частоты и других режимных параметров, в частности перетоков мощности, изменяющихся из-за отличия фактических нагрузок от плановых, осуществляется регулирование внеплановых нагрузок, путем соответствующего воздействия на мощность выделенных для регулирования электростанций.

При автоматическом регулировании режима по частоте и активной мощности системы регулирования, в частности системы вторичного регулирования, вырабатывают для выделенных электростанций задание

на изменение внеплановой мощности, так как основная плановая часть устанавливается по диспетчерскому графику. Современные методы регулирования частоты и мощности ориентированы на структуру современных больших энергосистем (рис. 1.20).

Основные требования к регулированию режима по частоте и активной мощности [4].

1. Частота электрического тока в нормальном режиме работы должна быть номинальной – 50 Гц с отклонениями не более $\pm 0,05$ Гц (нормально допустимые) и кратковременно не более $\pm 0,2$ Гц (максимально допустимые). При этом восстановление отклонений частоты до нормально допустимых должно обеспечиваться за время не более 15 минут.

2. Перетоки мощности в основной сети ЕЭС не должны выходить за пределы установленных допустимых перетоков.

3. Суммарные обменные мощности между отдельными энергосистемами (сальдо перетоков мощности по внешним связям) при номинальной частоте должны соответствовать заданным с необходимой точностью, а внутри отдельных энергосистем мощности электростанций должны соответствовать заданным.

4. При нарушении баланса мощности из-за возмущения, возникающего в какой-либо части энергосистемы, процесс регулирования должен обеспечить переход к условиям нормальной работы с определенной динамикой и определенным участием в регулировании отдельных энергосистем и электростанций.

Выполнение этих требований обеспечивается комплексом технических и организационных мероприятий, среди которых принято выделять три вида регулирования: первичное регулирование, вторичное регулирование, третичное регулирование.

В соответствии с выделенными стадиями регулирования режима вводится понятие первичной регулирующей мощности, вторичной регулирующей мощности и третичной регулирующей мощности.

1.4.1. Первичное регулирование частоты и мощности

Первичная регулирующая мощность энергосистемы – это изменение баланса мощности из-за изменения мощности электростанций и потребителей при изменении частоты.

Первичная регулирующая мощность электростанции – это изменение ее мощности, вызванное изменением частоты, под воздействи-

ем системы автоматического регулирования турбин, котлоагрегатов, реакторов АЭС, систем ГРАМ ГЭС.

Первичная регулирующая мощность потребителей – это изменение мощности нагрузки энергосистемы при изменении частоты. Количественно изменение мощности нагрузки при изменении частоты определяется коэффициентом регулирующего эффекта активной мощности потребителей энергосистемы по частоте.

Знаки первичной регулирующей мощности электростанций и потребителей противоположны. При повышении частоты мощность электростанций уменьшается (первичная регулирующая мощность – отрицательна), а мощность потребителей увеличивается (первичная регулирующая мощность – положительна). При понижении частоты имеет место обратная картина.

Так как крутизна изменения мощности электростанций, как правило, выше, чем у нагрузки, то в целом первичная регулирующая мощность энергосистемы отрицательна при повышении частоты, то есть проявляется в снижении генерируемой мощности и наоборот. Количественно эффект проявления первичной регулирующей мощности определяется коэффициентом крутизны статической частотной характеристики энергосистемы (K_f).

В соответствии с введенным понятием первичной регулирующей мощности под первичным регулированием частоты понимается процесс мобилизации первичной регулирующей мощности электростанций и энергосистем при возникновении небаланса мощности, заканчивающийся установлением баланса мощности при новой частоте.

При этом мобилизованная в энергообъединении первичная регулирующая мощность компенсирует первоначально возникший небаланс. Значение установившегося отклонения частоты зависит от величины и знака небаланса мощности и эффективности первичного регулирования, а именно от наличия резервов первичного регулирования и технического состояния регуляторов турбин.

Первичное регулирование, обладая большим быстродействием, обеспечивает стабильность частоты, ограничивая значения ее отклонений в нормальных условиях. Первичное регулирование также способствует удержанию частоты в безопасных пределах при резких, в том числе аварийных изменениях баланса мощности как в энергообъединении в целом, так и в отделившихся его частях.

Эффективность первичного регулирования частоты обеспечивается:

- **общим первичным регулированием (ОПР)**, осуществляемым всеми электростанциями в меру имеющихся возможностей. Характери-

стики регуляторов частоты вращения турбин должны соответствовать ПТЭ и поддерживаться системами регулирования производительности котлов, реакторов АЭС,

- **нормированным первичным регулированием (НПР)**, под которым понимается организованная часть первичного регулирования, осуществляемая выделенными электростанциями нормированного первичного регулирования, на которых размещены первичные резервы и обеспечено их эффективное использование.

Для участия в первичном регулировании необходим **резерв первичного регулирования**, под которым понимается максимальное значение первичной регулирующей мощности, которое может выдать турбоагрегат, электростанция, энергосистема при понижении частоты (резерв на загрузку), либо повышении частоты (резерв на разгрузку). Резерв первичного регулирования расходуется при отклонении частоты и вновь восстанавливается при ее восстановлении.

Для иллюстрации процесса первичного регулирования частоты рассмотрим пример простой энергосистемы, состоящей из трех частей А, Б и В (рис. 1.21).

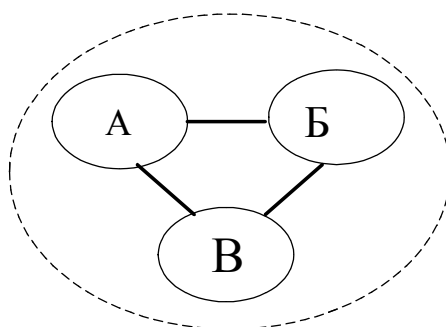


Рис. 1.21. Энергосистема, состоящая из трех частей

Суммарные мощности каждой части и коэффициенты крутизны частотной характеристики соответственно равны

$$P_A, P_B, P_B, K_{fA}, K_{fB}, K_{fB}.$$

Также примем, что нет ограничений по перетокам мощности по линиям, связывающим части А, Б и В.

При возникновении в энергосистеме небаланса мощности $\Delta P_{нб}$ изменение частоты определится средневзвешенным коэффициентом крутизны частотной характеристики энергосистемы, который при наличии

достаточного резерва первичной регулирующей мощности в частях А, Б и В, будет равен

$$K'_f = \frac{K_{fA}P_A + K_{fB}P_B + K_{fB}P_B}{P_A + P_B + P_B},$$

Изменение частоты

$$\Delta f = \frac{\Delta P_{нб} f_{ном}}{(P_A + P_B + P_B) K'_f}.$$

Первоначально возникший небаланс после окончания процесса первичного регулирования будет скомпенсирован изменениями мощности всех частей энергосистемы, равными

$$\begin{aligned} \Delta P_A &= \frac{\Delta f}{f_{ном}} K_{fA} P_A, \\ \Delta P_B &= \frac{\Delta f}{f_{ном}} K_{fB} P_B, \\ \Delta P_B &= \frac{\Delta f}{f_{ном}} K_{fB} P_B. \end{aligned} \quad (1.19)$$

Сказанное также поясняется графически на рис. 1.22.

Участие частей энергосистемы (изменение их мощности) в первичном регулировании, как видно из (1.19), при прочих равных условиях, пропорционально коэффициентам крутизны их статических частотных характеристик. В свою очередь коэффициенты K_{fA} , K_{fB} , K_{fB} при прочих равных условиях зависят от настройки и технического состояния систем регулирования энергоблоков тепловых электростанций, индивидуальных и групповых систем регулирования гидроэлектростанций.

Если в процессе первичного регулирования будет исчерпан резерв первичной регулирующей мощности в одной из частей, например в части Б, то с этого момента коэффициент крутизны частотной характеристики всей энергосистемы уменьшается, так как в (1.19) $K_{fB} = 0$

Новое значение коэффициента крутизны

$$K''_f = \frac{K_{fA}P_A + K_{fB}P_B}{P_A + P_B + P_B}.$$

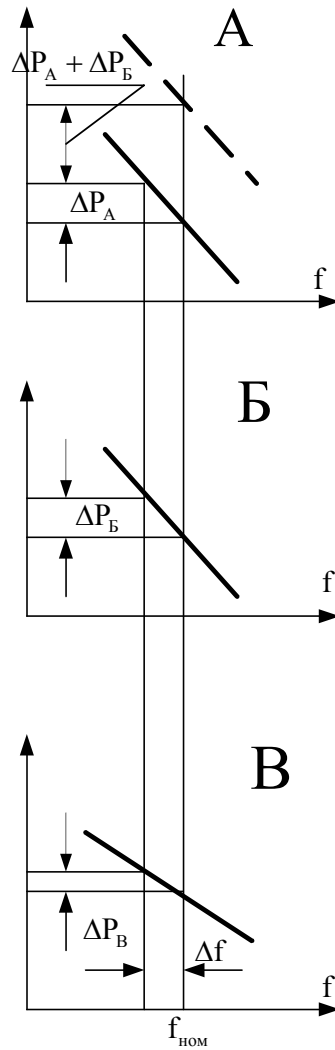


Рис. 1.22. Участие частей энергосистемы (изменение их мощности) в первичном регулировании

Изменение частоты к моменту исчерпания резерва первичной мощности части Б будет равно (рис. 2.23)

$$\Delta f'_1 = \frac{\Delta P_{\text{Брез}}}{P_B} K_{fB} f_{\text{ном}}$$

При этом в части А и В будет реализована первичная регулирующая мощность

$$\Delta P'_{A1} = \Delta f'_{1*} K_{fA} P_A,$$

$$\Delta P'_{B1} = \Delta f'_{1*} K_{fB} P_B.$$

Оставшийся некомпенсированным первоначально возникший небаланс, равный

$$\Delta P''_{неб} = \Delta P_{неб} - \Delta P_{Брез} - P'_{A1} - P'_{B1},$$

вызовет дальнейшее изменение частоты

$$\Delta f'' = \frac{\Delta P''_{неб} f_{ном}}{(P_A + P_B + P_B) K_f''}.$$

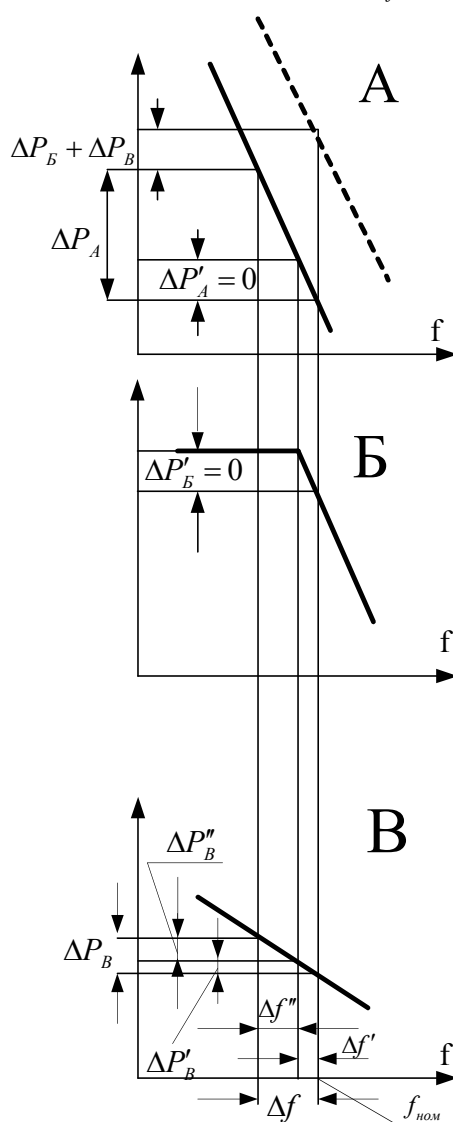


Рис. 1.23. Участие частей энергосистемы в первичном регулировании при исчерпании резерва первичной регулирующей мощности в части Б

Части А и В, в которых не исчерпан резерв первичной регулирующей мощности, примут на себя дополнительное изменение мощности

$$\Delta P_A'' = \Delta f_*'' K_{fA} P_A,$$

$$\Delta P_B'' = \Delta f_{1*}'' K_{fB} P_B.$$

Графическое пояснение участия в первичном регулировании частей А, Б и В при исчерпании резерва первичной регулирующей мощности в части Б показано на рис. 1.23.

Естественно, что в этом случае изменение частоты $\Delta f = \Delta f' + \Delta f''$ и изменение мощности частей А и В после окончания процесса первичного регулирования будет больше, чем в случае, когда не исчерпывается резерв первичной регулирующей мощности на всех электростанциях.

Попутно на графиках рис. 1.22 и 1.23 приведено пояснение восстановления режима по частоте и активной мощности за счет вторичного регулирования. При этом еще раз подчеркнем, что здесь рассматривается простой случай, когда отсутствует необходимость одновременного регулирования перетоков.

Предположим, что электростанции, выделенные для вторичного регулирования, расположены в части А. После окончания процесса вторичного регулирования результирующая статическая частотная характеристика части А смещается в положение, показанное на рис. 1.22 и 1.23 пунктиром.

1.4.2. Вторичное регулирование частоты и мощности

Для восстановления режима после стадии первичного регулирования осуществляется **вторичное регулирование режима**, под которым понимается процесс использования вторичной регулирующей мощности (вторичного резерва) для восстановления частоты до нормально допустимых значений, для поддержания плановых обменов мощностью, ликвидации возможной перегрузки транзитных связей и восстановления потраченных при действии первичного регулирования резервов первичной регулирующей мощности.

Вторичное регулирование может осуществляться автоматически либо оперативно вручную.

Под **вторичной регулирующей мощностью** понимается значение изменения мощности электростанций вторичного регулирования по команде диспетчера (оперативное регулирование) или систем автоматиче-

ского регулирования режима по частоте и перетокам мощности (систем АРЧМ).

Увеличение мощности электростанций соответствует выдаче положительной, уменьшение – отрицательной вторичной регулирующей мощности (соответственно на загрузку и разгрузку электростанций).

Резерв вторичного регулирования (вторичный резерв) – значение максимально возможного изменения мощности электростанций вторичного регулирования по команде диспетчера либо АРЧМ на загрузку или разгрузку.

Третичное регулирование – оперативное регулирование мощности специально выделенных электростанций третичного регулирования в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания, а также для осуществления оперативной коррекции режима в иных целях. Для третичного регулирования используются пуск-останов гидроагрегатов, эпизодическое изменение мощности энергоблоков ТЭС и АЭС, перевод агрегатов ГАЭС в двигательный или генераторный режим и т.п.

В третичном регулировании могут участвовать отдельные агрегаты электростанций вторичного регулирования (пуск-останов гидроагрегатов для восстановления истраченного диапазона вторичного регулирования), а также потребители – регуляторы.

Третичная регулирующая мощность – значение изменения мощности электростанций третичного регулирования, потребителей-регуляторов по команде диспетчера в процессе третичного регулирования.

Третичный резерв – значение максимально возможного оперативного изменения мощности электростанций третичного регулирования в направлении загрузки (резерв на загрузку) и разгрузки (резерв на разгрузку).

В третичный резерв на загрузку (разгрузку) включаются также потребители-регуляторы, готовые соответственно снизить (повысить) потребляемую мощность по команде диспетчера.

Вторичное регулирование частоты по современным требованиям должно обеспечить поддержание среднего значения частоты в получасовых интервалах на номинальном уровне с отклонением не более $\pm 0,01$ Гц. Для автономной энергосистемы (не имеющей связей с другими системами) вторичное регулирование должно выполнять функцию регулирования частоты с указанными выше требованиями. При этом соответствующее изменение вторичной регулирующей мощности на выделенных для вторичного регулирования электростанциях осуществляется с заданными для них коэффициентами долевого участия. Однако перетоки по некоторым связям между ОЭС и некоторым внутренним связям

ОЭС могут превысить предельно допустимое значение. Поэтому в задачу вторичного регулирования входит также важная задача автоматического ограничения перетоков (АОП).

Еще одной задачей, решаемой вторичным регулированием, является автоматическое регулирование перетоков (АРП) и, в частности, поддержания заданного значения сальдо-перетока при номинальной частоте и заданной мощности отдельных электростанций с необходимой точностью.

Общий принцип регулирования частоты и суммарных обменных перетоков мощности заключается в том, что в каждой ОЭС регулирование частоты и мощности осуществляется путем формирования системного параметра регулирования в виде

$$P_i = \Delta P_{Ci} + K_{\chi i} \Delta f, \quad (1.20)$$

где ΔP_{Ci} – отклонение обменного потока мощности от заданного для i -той энергосистемы после стадии первичного регулирования,

Δf – отклонение частоты после стадии первичного регулирования,

$K_{\chi i}$ – коэффициент регулирования по частоте.

Регулирование на основе параметра (1.20) называют регулированием перетока со статизмом по частоте или регулированием перетока с коррекцией по частоте.

Далее в системе регулирования формируется регулирующее воздействие (задание) на изменение мощности электростанций, выделенных для вторичного регулирования в следующем виде

$$P_{Pi} = K_{\Pi} P_i + K_u \int P_i dt,$$

где K_{Π} – коэффициент пропорциональной составляющей (о.е.),

K_u – коэффициент интегральной составляющей (1/с).

Величина, обратная коэффициенту K_u имеет физический смысл постоянной времени интегрального воздействия $T_u = 1 / K_u$. Постоянная времени интегрирования T_u определяется требуемым быстродействием АРП и маневренными характеристиками регулирующих электростанций и принимается равной 30–80 с.

Благодаря введению интегральной составляющей регулирование по параметру P_i является астатическим, то есть после окончания процесса регулирования в каждой энергосистеме $P_i = 0$.

Следовательно, для всего объединения справедлива система уравнений

$$\begin{aligned}
\Delta P_{C1} + K_{q1} \Delta f &= 0, \\
\Delta P_{C2} + K_{q2} \Delta f &= 0, \\
&\dots \\
\Delta P_{Ci} + K_{qi} \Delta f &= 0, \\
&\dots \\
\Delta P_{Cn} + K_{qn} \Delta f &= 0.
\end{aligned} \tag{1.21}$$

Для выявления свойств рассматриваемого метода регулирования следует учесть, что все выделенные ОЭС взаимно связаны между собой, поэтому все изменения перетоков входят в уравнения дважды, но с различными знаками. Это поясняется на примере двух параллельно работающих систем на рис. 1.24.

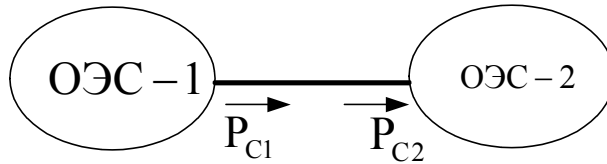


Рис. 1.24. Схема параллельно работающих систем

Следовательно,

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_{Ci} = 0. \tag{1.22}$$

Далее просуммируем все уравнения системы (1.21), что с учетом (1.22) дает

$$\Delta f \cdot \sum_{i=1}^n K_{qi} = 0 \quad \text{и} \quad \Delta f = 0.$$

Следовательно, принципиально такой способ формирования регулирующего воздействия обеспечивает точное поддержание частоты и обменного перетока, так как из каждого уравнения системы (1.21) при $\Delta f = 0$ следует, что $\Delta P_{Ci} = 0$.

Следует обратить внимание, что полученный результат не зависит от значений коэффициентов K_{qi} . Однако это не означает, что они могут

приниматься произвольно. Значения этих коэффициентов оказывают влияние на степень участия отдельных ОЭС в регулировании.

Рассмотрим это обстоятельство на простом примере двух параллельно работающих энергосистем (рис. 1.24). Пусть в системе регулирования, где осуществляется измерение отклонений перетока, условные знаки перетоков приняты такими, что вытекающий переток воспринимается, как отрицательный, а втекающий, как положительный.

Пусть в энергосистеме 2 произошел наброс мощности нагрузки. В этом случае обменный переток мощности увеличится, а частота снизится. Для ОЭС-2 отклонение перетока будет воспринято как положительное, а для ОЭС-1 как отрицательное. После окончания процесса первичного регулирования изменение частоты и изменение обменной мощности связаны между собой соотношениями

$$\begin{aligned}\Delta P_{c1} &= -K_{f1}\Delta f, \\ \Delta P_{c2} &= -K_{f2}\Delta f.\end{aligned}\tag{1.23}$$

Если принять коэффициенты K_{q1} и K_{q2} в системах регулирования ОЭС-1 и ОЭС-2 соответственно равными K_{f1} и K_{f2} с учетом их знаков, то для рассматриваемого в данном примере возмущения получим

$$\begin{aligned}P_1 &= -\Delta P_{c1} + K_{q1}\Delta f, \\ P_2 &= \Delta P_{c2} + K_{q2}\Delta f.\end{aligned}$$

С учетом (1.23) очевидно, что в ОЭС-1 $P_1 = 0$, а в ОЭС-2 $P_2 \neq 0$. Поэтому вторичное регулирование, в данном случае – увеличение мощности, будет иметь место только в той энергосистеме, где и возник первоначально небаланс мощности. Полученное свойство принято называть свойством автономности регулирования частоты и перетоков мощности.

Свойство автономности не препятствует временному изменению перетоков за счет действия первичных регуляторов в направлении района (энергосистемы), где произошло возмущение. Такое свойство системы регулирования называют свойством взаимопомощи.

Следует, конечно, иметь в виду, что коэффициенты K_f не остаются постоянными, поэтому свойство автономности может быть реализовано только приблизительно.

Также очевидно, что, задавая определенные значения коэффициентов $K_{\text{чи}}$, можно устанавливать степень участия отдельных энергосистем в регулировании перетоков и частоты.

При использовании рассматриваемого метода регулирования обменных перетоков со статизмом по частоте, точность поддержания частоты определяется точностью измерения суммарной обменной мощности. Неизбежная погрешность, которая всегда при этом имеет место, приведет к тому, что после окончания регулирования $\Delta f \neq 0$ и $\Delta P_c \neq 0$, поэтому в одной достаточно мощной энергосистеме, центрально расположенной в энергообъединении, должно осуществляться регулирование мощности выделенных электростанций, подчиненное только задаче регулирования частоты без контроля перетоков. Так как благодаря этому будет поддерживаться практически постоянство частоты ($\Delta f = 0$), то, как следует из (1.21), все суммарные перетоки между ОЭС будут по-прежнему поддерживаться на заданном уровне.

Регулирующее воздействие на изменение мощности электростанций, регулирующих частоту, формируется также в виде двух составляющих – пропорциональной и интегральной

$$P_{\text{fi}} = K_{\text{п}} \Delta f + K_{\text{и}} \int \Delta f dt .$$

Автоматическое ограничение перетока (АОП). Автоматический ограничитель перетока приходит в действие, когда физический переток превышает установленное допустимое значение. Регулирующее воздействие на изменение внеплановой мощности электростанций формируется в общем случае по пропорционально-интегральному закону

$$P_{\text{орг}} = K_{\text{п}} \Delta P_{\text{орг}} + K_{\text{и}} \int \Delta P_{\text{орг}} dt . \quad (1.24)$$

где $\Delta P_{\text{орг}} = P_{\text{л}} - P_{\text{лдоп}}$,

$P_{\text{л}}$ – фактический переток по линии,

$P_{\text{лдоп}}$ – уставка по предельно допустимому перетоку.

Основным назначением АОП является возможно более быстрый возврат перетока в зону разрешенных режимов. Поэтому постоянная времени интегрирования в (1.24) выбирается минимальной по условиям устойчивости процесса регулирования и также ограничивается быстродействием регулирования мощности регулирующих электростанций. Из этих условий постоянная времени $T_{\text{и}}$ в устройстве АОП принимается равной 7 – 15 с.

Задача автоматического ограничения перетока имеет более высокий приоритет по отношению к задаче регулирования перетока, поэтому при работе АОП воздействие АРП блокируется.

1.5. Организация участия тепловых электростанций в регулировании частоты и мощности

Система автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ) тепловой электростанции выполняет ряд функций по регулированию режима и защиты технологического оборудования.

Основные функции АРЧМ, имеющие принципиальное значение для задачи регулирования частоты и мощности заключаются в следующем:

- обеспечение устойчивого несения энергоблоком, заданной нагрузки;
- обеспечение участия в первичном регулировании частоты в соответствии с установленными требованиями;
- автоматическое изменение мощности в соответствии с изменением задания в целях автоматического регулирования режима энергосистемы. Изменение мощности должно происходить с заданным темпом.

Управление режимом работы агрегата по мощности осуществляется через механизм управления турбиной МУТ. Чтобы работа блока в режиме регулирования мощности не препятствовала реакции регуляторов частоты вращения турбины на изменение частоты (первичное регулирование), в систему регулирования мощности вводят частотный корректор, благодаря которому в целом система регулирования имеет характеристику, показанную на рис. 1.25.

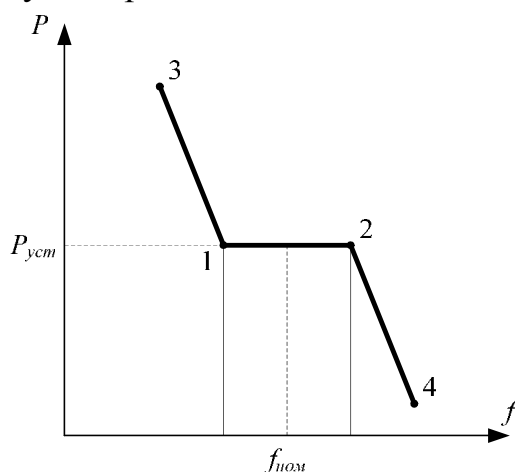


Рис. 1.25. Характеристика системы регулирования мощности с частотным корректором

Средний участок 1-2 характеристики соответствует горизонтальному диапазону допустимых отклонений частоты в нормальном режиме. На этом участке блок несет определенную заданную мощность. При снижении или повышении частоты уставка регулятора мощности изменяется и становится зависящей от частоты. Крутизна наклонных участков 1-3 и 2-4 принимается соответствующей статизму регуляторов частоты вращения турбин.

При изменении задания по мощности паровой турбины или при изменении частоты, при котором работает регулятор частоты вращения, происходит изменение открытия регулирующих клапанов и соответствующее изменение расхода пара. При этом необходимо учитывать, что постоянные времени элементов, определяющих работу регулятора турбины, значительно меньше, чем постоянная времени изменения производительности котлоагрегата.

Если котлоагрегат приближенно представить эквивалентным инерционным звеном первого порядка, у которого входная величина отображает изменение давления пара, то постоянная времени такого звена составит около 100с (для прямоточных котлов) и более 200с для барабанных котлов.

Изменение мощности энергоблока с учетом переходных процессов котельного агрегата иллюстрируется кривыми на рис.1.26.

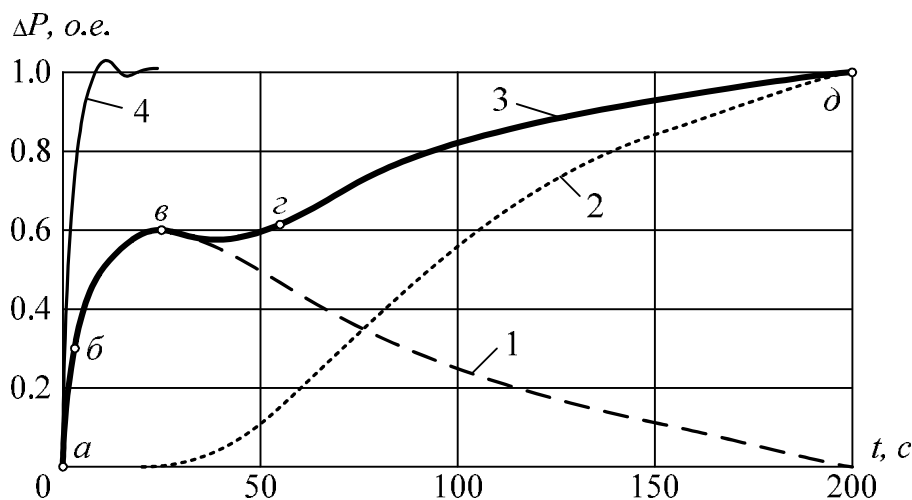


Рис. 1.26. Изменение мощности энергоблока при снижении частоты.
По оси ординат отложено изменение мощности, отнесенное к установившемуся

$$\text{изменению } \Delta P_{o.e.} = \frac{\Delta P}{\Delta P_{\infty}}$$

Кривая 3 – зависимости мощности не полностью загруженного энергоблока при быстром снижении частоты.

Эту зависимость можно представить как сумму двух процессов: изменение мощности за счет аккумулированной теплоты (кривая 1); изменение мощности за счет изменения подачи топлива (кривая 2).

Для сравнения приведена кривая 4, которая отображает возможный только теоретически процесс изменения мощности в предположении постоянства давления пара перед турбиной.

На кривой, отображающей изменение мощности турбины (кривая 3), можно выделить четыре характерных участка.

2. На участке *а-б* в результате открытия регулирующих клапанов действием АРЧВ мощность быстро возрастает, за счет аккумулированного тепла.
2. На участке *б-в* изменение мощности замедляется. Процесс близок к экспоненте с постоянной времени промперегрева.
2. На участке *в-г* уже начинает проявляться повышение производительности котельного агрегата и мощность практически остается постоянной.
2. На участке *г-д* восстанавливается давление и мощность достигает своего установившегося значения. Этот процесс близок к экспоненте с постоянной времени пароводяной части котла, которая составляет $T_{\text{и}} \approx 80\text{--}200$ с (для разных типов котлов).

Таким образом, изменение мощности турбины в соответствии с изменением положения регулирующих клапанов реализуется с запаздыванием и только при наличии соответствующей системы регулирования производительности котельного агрегата.

При решении задачи усовершенствования первичного регулирования частоты в соответствии с современными требованиями следует иметь в виду, что по ряду причин возможны такие режимы работы системы регулирования котлоагрегатов, когда участие энергоблока в первичном регулировании частоты полностью или частично исключается.

Режимы работы энергоблока, при которых снижается эффективность первичного регулирования частоты.

1. Работа энергоблока в режиме поддержания постоянного расхода топлива. В этом случае после окончания переходного процесса мощность блока близка к той, которую вырабатывает агрегат до возмущения (рис. 1.27, кривые 2 и 3). При этом коэффициент крутизны статической характеристики с учетом реакции тепловой части $K_f \approx 0$
2. Работа энергоблока в режиме регулирования "до себя" – РДС. В режиме РДС давление пара перед турбиной поддерживается пу-

тем воздействия регулятора "до себя" на регулирующие клапаны турбины. РДС препятствует изменению мощности турбины при изменении частоты. Например, при снижении частоты АРЧВ действует на увеличение открытия регулирующих клапанов для повышения мощности турбины. При этом снижается давление и РДС для восстановления давления действует на закрытие клапанов и мощность блока снижается до первоначальной (кривая 4, рис. 1.27).

3. Работа блока на скользящих параметрах пара при полностью открытых регулирующих клапанах турбины. Мощность блока изменяется не путем изменения открытия регулирующих клапанов, а за счет изменения параметров пара. Если клапаны полностью открыты, то такие блоки не реагируют на снижение частоты. То есть их участие в первичном регулировании частоты не является полноценным (кривая 5, рис. 1.27).

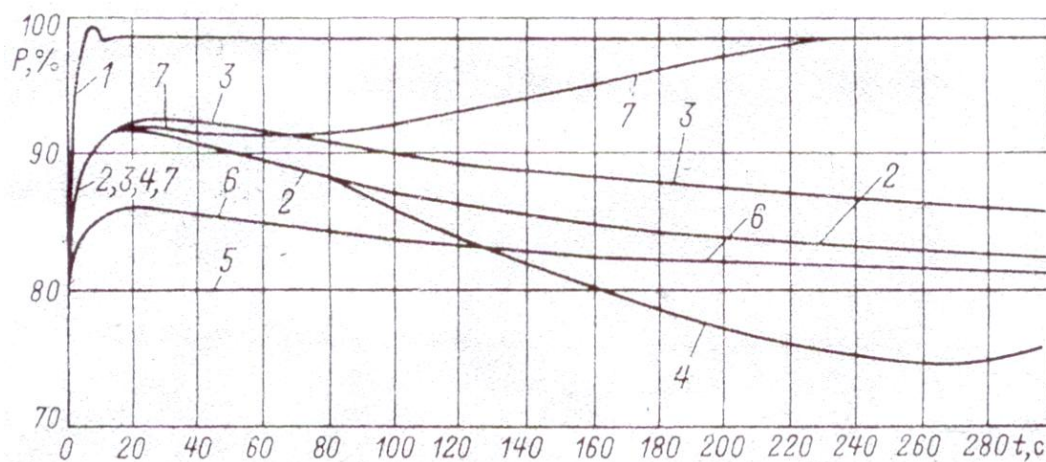


Рис. 1.27. Изменение мощности энергоблока во времени при снижении частоты (исходная нагрузки 80%, резерв мощности 20%,):

- 1 — без учета котла (с учетом только действия АРЧВ при постоянстве давления пара перед турбиной);
- 2 — в отсутствие регулирования котла при изменении загрузки агрегата или при регулировании на постоянство расхода топлива, агрегат с прямоточным котлом;
- 3 — то же, агрегат с барабанным котлом;
- 4 — агрегат с прямоточным котлом и РДС;
- 5 — агрегат, работающий на скользящих параметрах при всех полностью открытых регулирующих клапанах турбины;
- 6 — то же при части (60%) полностью открытых регулирующих клапанов турбины;
- 7 — агрегат с прямоточным котлом и главным регулятором котла

Повышение эффективности участия энергоблоков современных тепловых электростанций в первичном регулировании частоты решается с помощью систем регулирования, которые принято называть главными регуляторами котла. Работа этих регуляторов подчинена задаче поддержания давления пара перед турбиной. Воздействие на изменение производительности котлов может вырабатываться по факту отклонение давления от заданного или одновременно непосредственно и по факту отклонения частоты.

При наличии регуляторов котлов их производительность, а, следовательно, и мощность турбины будут соответствовать изменившемуся положению регулирующих клапанов.

1.6. Организация участия гидроэлектростанций в регулировании частоты и мощности

Изменение мощности гидроагрегатов ГЭС, по сравнению с энергоблоками тепловых электростанций, не связано с необходимостью ряда ограничений по режиму работы технологической части электростанции. Кроме этого, работа ГЭС в переменном режиме не вызывает существенного снижения её экономичности. Поэтому, при наличии в энергосистеме ГЭС, они преимущественно используются для регулирования режима по активной мощности и для регулирования частоты.

В большинстве случаев на ГЭС применяется групповое регулирование частоты и мощности (ГРАМ). Система группового регулирования на ГЭС осуществляет регулирование и управление группой гидроагрегатов как единым целым, с соблюдением заданного распределения нагрузок между отдельными агрегатами.

Ниже приводятся некоторые положения из документа «Общие технические требования к системе ГРАМ гидроэлектростанций» [50], разработанного фирмой ОРГРЭС. Приводимые технические требования дают представление о технической и функциональной структуре системы ГРАМ.

Назначение и состав системы ГРАМ.

Система ГРАМ предназначена для автоматического регулирования активной мощности ГЭС по сигналам задания, поступающим со станционного и вышестоящего уровней управления, а также формируемым в самой системе по отклонению частоты с распределением нагрузки между агрегатами по заданному критерию.

Система ГРАМ состоит из центрального регулятора (ЦР), агрегатных исполнительных устройств, включающих часть регуляторов частоты вращения (РЧВ) гидротурбины, исполняющих команды ЦР, датчи-

ков аналоговой и дискретной информации, органов управления и устройств отображения информации.

Центральный регулятор является основой системы ГРАМ. Он определяет все её функциональные свойства и, в соответствии с заданным алгоритмом, формирует для каждого включенного на групповое регулирование гидроагрегата задание по активной мощности или по открытию направляющего аппарата.

Функциональные свойства системы ГРАМ.

Должна быть обеспечена возможность реализации следующих режимов:

- регулирование заданного уровня частоты в энергосистеме по статической или астатической характеристике;
- регулирование мощности ГЭС или отдельных её частей со статизмом по частоте в соответствии с заданиями, поступающими со стационарного или вышестоящего уровней управления;

Первичное регулирование частоты в режиме группового регулирования должно обеспечиваться за счет действия АРЧВ с характеристиками, отвечающими требованиям энергосистемы. Система ГРАМ не должна препятствовать действию АРЧВ по отклонению частоты.

Распределение нагрузки между гидроагрегатами, работающими на групповом регулировании, должно производиться с учетом индивидуальных ограничений по максимальной мощности и зон нежелательной работы по одному из следующих способов:

- по равенству мощностей или открытий направляющих аппаратов при идентичности энергетических характеристик гидроагрегатов;
- по минимуму суммарных потерь при различных энергетических характеристиках гидроагрегатов.

Принятие второго способа распределения обосновывается в каждом конкретном случае при наличии различий в натурных энергетических характеристиках гидроагрегатов.

С учетом указаний «Общие технические требования», а также указаний «Техническое задание по модернизации ГРАМ гидроагрегатов Саяно-Шушенской ГЭС» выполнена система АРЧМ этой гидроэлектростанции. В качестве индивидуальных регуляторов на агрегатах Саяно-Шушенской ГЭС используются электрогидравлические регуляторы типа ЭГР-2И.

Функциональная структура ГРАМ, реализуемая в современных системах с помощью цифровых программных контроллеров, содержит:

- задатчик плановой мощности;
- задатчик внеплановой мощности;

- формирователь характеристики регулятора частоты (частотный корректор);
- блок управления распределением активной нагрузки и регуляторов мощности каждого агрегата.

Нагрузка каждого агрегата может задаваться либо непосредственно по активной мощности, либо по открытию направляющего аппарата. Активная мощность агрегата и открытие направляющего аппарата имеют между собой сложную связь, зависящую от фактического напора. В связи с этим для оценки свойств системы регулирования при наладке используются статические характеристики регулятора – зависимость открытия направляющего аппарата от частоты и статические характеристики системы регулирования – зависимость мощности агрегата от частоты.

В общестанционной части ГРАМ осуществляется сравнение текущего значения суммы плановой и внеплановой мощности с суммарной мощностью агрегатов. Отклонение фактической суммарной мощности от задаваемой используется в блоке формирования задания для каждого агрегата с учетом их конкретных характеристик. Отработка задания каждым агрегатом осуществляется по пропорционально-интегральному закону, что обеспечивает в целом астатическую характеристику регулирования по суммарной мощности станции. Частотный корректор настраивается таким образом, чтобы система регулирования мощности не препятствовала полноценному участию гидроагрегатов в первичном регулировании частоты.

Важным также является обеспечение приоритетов исполнения задач регулирования в зависимости от их важности с точки зрения предотвращения возможных системных аварий. [4].

При возникновении аварийного режима в энергосистеме по сигналу системной автоматики или при снижении частоты в энергосистеме ниже заданной уставки должен быть обеспечен набор нагрузки с максимально возможной скоростью, определяемой временем открытия направляющего аппарата и разворота лопастей рабочего колеса. При этом должен соблюдаться приоритет действия сигналов ограничений перетоков мощности по линиям электропередачи, если эти сигналы исключают набор нагрузки.

При аварийном повышении частоты в энергосистеме выше заданной уставки должна быть обеспечена разгрузка гидроагрегатов с максимально возможной скоростью.

2. УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМОМ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ПО НАПРЯЖЕНИЮ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

2.1. Основные соотношения, необходимые для рассмотрения вопросов регулирования напряжения

Рассмотрим связь между напряжениями по концам участка электрической сети с сопротивлением $\underline{Z} = r + jx$ (рис. 3.1).

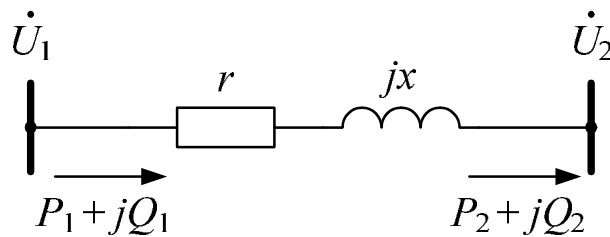


Рис. 2.1. Участок электрической сети

Если считать известным напряжение \dot{U}_1 и принять направление этого вектора за ось отсчета углов, то может быть получена векторная диаграмма, приведенная на рис. 2.2. Также будем считать известными потоки мощности P_1 и Q_1 в начале участка.

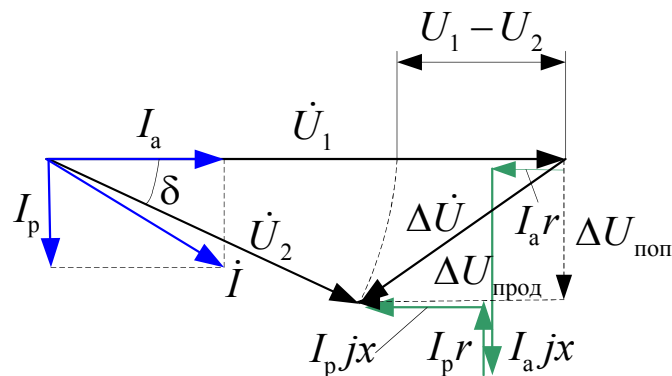


Рис. 2.2. Векторная диаграмма для участка электрической сети, за ось отсчета принят вектор напряжения \dot{U}_1

На рис. 22 $\Delta \dot{U} = \Delta U_{\text{прод}} + j\Delta U_{\text{поп}}$ – вектор падения напряжения, представленный в виде геометрической суммы двух составляющих: продольной

$$\Delta U_{\text{прод}} = I_a r + I_p x$$

и поперечной

$$\Delta U_{\text{поп}} = I_a x - I_p r.$$

Из диаграммы легко получить связь между модулями напряжений (в масштабе фазных величин)

$$U_{2\phi} = \sqrt{(U_{1\phi} - I_a r - I_p x)^2 + (I_a x - I_p r)^2}. \quad (2.1)$$

Угол между векторами \dot{U}_1 и \dot{U}_2

$$\delta = \arctg \frac{I_a x - I_p r}{U_{1\phi} - I_a r - I_p x}. \quad (2.2)$$

Выразим токи через трехфазные мощности P_1 и Q_1 со стороны узла с напряжением \dot{U}_1 и перейдем к масштабу линейных напряжений. Подставив в (2.1) и (2.2) выражения

$$I_a = \frac{P_1}{\sqrt{3}U_1} \text{ и } I_p = \frac{Q_1}{\sqrt{3}U_1},$$

после преобразования получим

$$\Delta U_{\text{прод}} = \frac{P_1 r + Q_1 x}{U_1}, \quad \Delta U_{\text{поп}} = \frac{P_1 x - Q_1 r}{U_1}.$$

$$U_2 = \sqrt{\frac{(U_1^2 - P_1 r - Q_1 x)^2}{U_1^2} + \frac{(P_1 x - Q_1 r)^2}{U_1^2}}, \quad (2.3)$$

$$\delta = \arctg \frac{P_1 x - Q_1 r}{U_1^2 - P_1 r - Q_1 x}. \quad (2.4)$$

Относительное влияние на потерю напряжения продольной и поперечной составляющей падения напряжения зависит от соотношения ак-

тивного и реактивного сопротивлений участка сети и от электрического режима этого участка.

Из соотношений (2.3) и (2.4), и векторных диаграмм следует, что соотношение между абсолютными значениями напряжений по концам участка в основном определяется продольной составляющей падения напряжения, то есть можно принять, что $U_1 - U_2 \Delta \approx U_{\text{прод}}$.

Поэтому, например, из (2.3)

$$U_2 \approx U_1 - \frac{P_1 r + Q_1 x}{U_1}. \quad (2.5)$$

В высоковольтных сетях активное сопротивление всегда меньше реактивного. Отношение активного сопротивления к реактивному для линий электропередачи, выполненных сталеалюминевыми проводами, иллюстрируется в таблице 2.1.

Таблица 2.1

Соотношения активных и реактивных сопротивлений для различных линий, выполненных сталеалюминевыми проводами

Номинальное напряжение	Площадь поперечного сечения провода	$\frac{r}{x}$
500 кВ	3 провода в фазе 400 ÷ 500 мм ²	0,09 ÷ 0,075
220 кВ	240 ÷ 500 мм ²	0,278 ÷ 0,036
110 кВ	70 ÷ 240 мм ²	0,9 ÷ 0,3
35 кВ	70 ÷ 150 мм ²	1 ÷ 0,5

У силовых трансформаторов даже сравнительно небольшой мощности активное сопротивление намного меньше реактивного. Таким образом, в сетях 500 кВ и 220 кВ, а при больших сечениях проводов и в сетях 110 кВ для выявления основных, принципиальных особенностей задачи регулирования напряжения можно не учитывать активное сопротивление.

В этом случае из (2.5)

$$U_2 \approx U_1 - \frac{Q_1 x}{U_1}. \quad (2.6)$$

Таким образом (в рамках сделанных допущений) соотношение между напряжением по концам участка электрической сети определяется в основном потоком реактивной мощности. Естественно справедливо и обратное, что поток реактивной мощности определяется, в основном, различием уровней напряжений по концам участка

$$Q_1 \approx \frac{U_1(U_1 - U_2)}{x}.$$

Уместно также при этих же допущениях рассмотреть соотношение, полученное на основании (2.4)

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{P_1 x}{U_1^2 - Q_1 x}.$$

Так как в реальных режимах падение напряжения на участке сети должно быть намного меньше абсолютного значения напряжения, то величиной $Q_1 x$ в знаменателе можно пренебречь, тогда

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{P_1 x}{U_1^2}.$$

То есть переток активной мощности определяется в основном фазовым сдвигом напряжений по концам участка. Это обстоятельство при $r \approx 0$, когда $P_1 = P_2 = P$, наглядно также иллюстрируется известной формулой

$$P = \frac{U_1 U_2}{x} \sin \delta.$$

Вернемся к соотношению (2.5) и (2.6), из которых следует, что изменение напряжения U_2 может осуществляться либо за счет изменения напряжения U_1 , либо за счет изменения перетока реактивной мощности, например с помощью каких-либо источников реактивной мощности, включенных в конце участка. Возможно также воздействие на реактивное сопротивление участка применением продольной емкостной компенсации.

Таким образом, задача регулирования напряжения связана с потреблением и выработкой реактивной мощности.

2.2. Естественные потребители и источники реактивной мощности в энергосистемах

Свойства реальных элементов электрической части электроэнергетической системы таковы, что при их функционировании создаются магнитные и электрические поля, что проявляется как потребление или выработка реактивной мощности.

Потребление реактивной мощности или иными словами реактивная нагрузка энергосистемы состоит из следующих составляющих:

- токи намагничивания асинхронных двигателей,
- потери реактивной мощности в сопротивлениях рассеивания асинхронных двигателей,
- токи намагничивания силовых трансформаторов,
- потери реактивной мощности в сопротивлениях рассеивания силовых трансформаторов,
- потери реактивной мощности в продольных индуктивных сопротивлениях линий.

Кроме этого в энергосистеме есть естественные источники реактивной мощности. Это – емкости между фазами линий электропередачи (зарядная мощность линии).

Реактивная мощность, потребляемая или вырабатываемая перечисленными элементами электрической системы, в определенной степени зависят от частоты, но главным образом режим по реактивной мощности связан с уровнями напряжений в узловых точках (это будет рассмотрено далее).

В установившемся режиме работы электрической сети энергосистемы должно иметь место равенство вырабатываемой $\sum Q_{\Gamma}$ и потребляемой реактивной мощности $\sum Q_{\text{потр}}$, складывающейся из мощностей нагрузок и потерь.

Это условие записывается в виде баланса реактивной мощности

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum Q_{\text{потр}} = \sum Q_{\text{н}} + \sum \Delta Q_{\text{пот}}.$$

В силу определенной зависимости вырабатываемой и потребляемой (статические характеристики) реактивной мощности от напряжения баланс реактивной мощности устанавливается при некотором среднем уровне напряжения в энергосистеме.

2.3. Технические средства для управления режимом работы энергосистемы по напряжению и реактивной мощности

Для целей управления режимом работы энергосистемы по напряжению и реактивной мощности в настоящее время в отечественной электроэнергетике используются разнообразные технические средства. Рассмотрим некоторые из них.

2.3.1. Компенсирующие устройства, осуществляющие скалярное управление

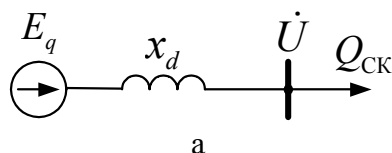
Синхронные компенсаторы. Синхронный компенсатор – это синхронный двигатель, работающий в режиме холостого хода, т.е. без механической нагрузки на валу. Это позволяет изготавливать синхронные компенсаторы с меньшим воздушным зазором и облегченным валом по сравнению с обычными синхронными двигателями.

При перевозбуждении синхронный компенсатор генерирует реактивную мощность, при недовозбуждении потребляет реактивную мощность, то есть является реверсивным источником.

Преимуществом синхронных компенсаторов является возможность плавного регулирования реактивной мощности в достаточно большом диапазоне. Недостатками синхронных компенсаторов являются:

- относительно высокая стоимость, а, следовательно, и высокие удельные капитальные затраты на компенсацию;
- большая занимаемая производственная площадь;
- шум, производимый при работе,
- необходимость пуска от источников питания большой мощности.

Свойства синхронного компенсатора (СК) как управляемого источника реактивной мощности характеризуются максимальными значениями выдаваемой и потребляемой реактивной мощности. Оценим возможный диапазон изменения реактивной мощности синхронного компенсатора по схеме, приведенной на рис. 3.3.



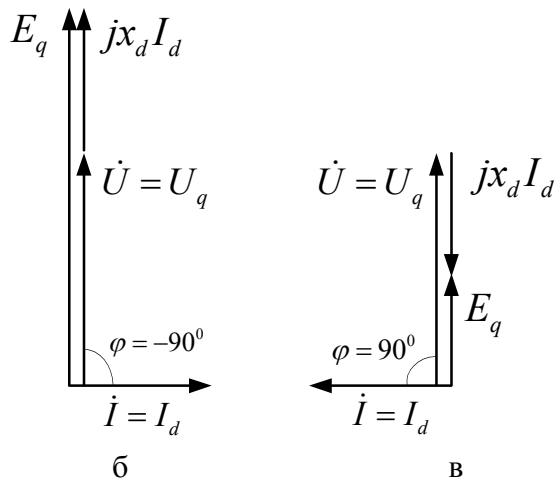


Рис. 2.3. Синхронный компенсатор:

- а – схема замещения синхронного компенсатора,
 б – векторная диаграмма для СК в режиме перевозбуждения,
 в – векторная диаграмма для СК в режиме недовозбуждения

В схему замещения синхронный компенсатор вводится синхронным реактивным сопротивлением по продольной оси x_d , так как активная составляющая тока практически отсутствует, что иллюстрируется на векторной диаграмме (рис. 2.3, б).

Реактивная мощность синхронного компенсатора определяется следующим образом

$$Q_{СК} = \frac{E_q - U_q}{x_d} U_q = \frac{E_q U_q}{x_d} - \frac{U_q^2}{x_d}. \quad (2.11)$$

Из (2.11) очевидно, что в зависимости от ЭДС E_q , которая пропорциональна току возбуждения реактивной мощности может быть положительной $Q_{СК(+)}$ (выдача) или отрицательной $Q_{СК(-)}$ (потребление).

Для оценки возможного диапазона изменения реактивной мощности синхронного компенсатора примем систему относительных единиц при базисных значениях: $U_{б} = U_{ном}$, $I_{б} = I_{ном}$, $Q_{б} = Q_{ном}$, $x_{d*} = 2$. Номинальная выдаваемая реактивная мощность, очевидно, при принятой системе равна $Q_{СК(+)} = 1$. Максимальная потребляемая реактивная мощность имеет место при $E_q = 0$ и равна $Q_{СК(-)} = 0,5$. Таким образом, возможность СК на потребление реактивной мощности значительно ниже, чем на выдачу.

Большими возможностями для потребления реактивной мощности обладает СК с двумя обмотками возбуждения и специальной системой регулирования возбуждения. В настоящее время СК заменяют совре-

менными статическими устройствами для компенсации реактивной мощности, поэтому такие сложные в управлении СК практически не применяются.

В режиме выдачи реактивной мощности при малых значениях E_q , в том числе при $E_q = 0$, СК удерживается в синхронизме за счет момента явнополюсности. Именно поэтому СК всегда выполняются с явновыраженными полюсами.

Шунтирующие реакторы. Другим эффективным способом регулирования напряжения является применение шунтирующих реакторов (ШР) – неуправляемые (наиболее распространенные) и управляемые (УШР).

К настоящему времени в России разработан принципиально новый тип управляемых реакторов мощностью до 180 МВА напряжением до 500 кВ. Конструкция фазы такого реактора представляет собой трансформатор с разнесенными на две части стержнем. По потерям и расходу материалов реактор мало отличается от двухобмоточного трансформатора сопоставимой мощности и напряжения.

Основной технологический принцип, заложенный в разработку управляемого реактора, заключается в том, что этот реактор – трансформаторное устройство, выполняющее дополнительно и функции полупроводникового ключевого прибора за счет работы магнитных стержней реактора в области насыщения. Заложенный принцип позволил оптимальным образом использовать существующие наработки как в области трансформаторостроения, так и в области силовой электроники.

Быстродействие УШР в значительной мере зависит от мощности преобразователя. Разработчики рекомендуют принимать мощность преобразователя около 1% от номинальной мощности реактора. В этом случае время набора мощности реактора от холостого хода до номинальной составляет 0,4 с. Это время сокращается до 0,02 с при мощности преобразователя, равной примерно 25% мощности реактора. Тогда УШР становится практически безынерционным устройством.

УШР сохраняет работоспособность в несимметричном и неполнофазном режимах, позволяет осуществлять отбор мощности на стороне низкого напряжения, обеспечивает гашение дуги в паузе ОАПВ. Потери в УШР составляют 3 – 5 Вт/кВА, а расход материалов на изготовление не превышает 1,5-кратного значения тех же показателей для обычных (нерегулируемых) шунтирующих реакторов.

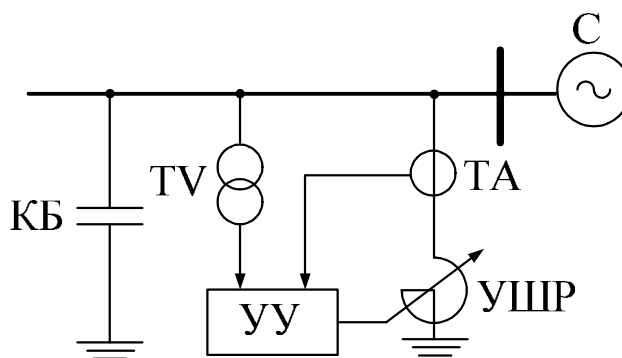


Рис. 2.4. Работа УШР в комплексе с конденсаторными батареями (КБ)
УУ – управляющее устройство

УШР может применяться в комплексе с конденсаторными батареями (КБ) (рис. 3.4), в этом случае при соответствующем подборе соотношений мощностей реактора и батарей конденсаторов можно реализовать реверсивный источник реактивной мощности.

Устройство продольной компенсации (УПК). Продольная компенсация заключается в том, что в рассечку линии включаются конденсаторные батареи (рис. 2.5). Сопротивление конденсаторной батареи (X_K) подбирается таким образом, чтобы оно частично компенсировало индуктивное сопротивление линии [5].

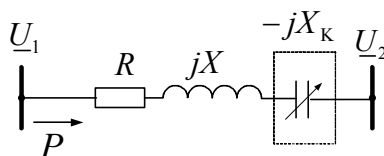


Рис. 2.5. Схема замещения линии с продольной компенсацией

Заметим, что продольная компенсация, кроме повышения пропускной способности линии, позволяет перераспределять потоки мощности между параллельными линиями электропередачи.

В качестве недостатков УПК можно отметить:

- нерегулируемость напряжения в сети,
- значительные токи КЗ, которые в данном случае ограничиваются только активным сопротивлением линии,
- сложности управления при переменной нагрузке,
- перенапряжения при резких изменениях нагрузки.

Изменение коэффициента трансформации силовых трансформаторов. В зависимости от типа трансформаторов (повышающий или понижающий) подбирается его номинальный коэффициент трансформации, определяемый как отношение напряжений основных выводов при холостом ходе трансформатора.

Регулирование коэффициента трансформации трансформаторов изменением числа витков обмоток может производиться либо при отключенном положении трансформатора (переключение без возбуждения ПБВ), либо под нагрузкой с помощью специального регулировочного устройства (регулирование под нагрузкой РПН).

Система ПБВ ($\pm 2 \times 2,5\%$ или $\pm 5\%$) используется в основном на трансформаторах напряжением до 35 кВ. Ее частично используют и на трансформаторах более высокого напряжения, например, на стороне среднего напряжения трехобмоточных трансформаторов, она предпочтительна и для блочных силовых трансформаторов электростанций. Большинство сетевых трансформаторов выпускается с системой РПН $\pm(10 - 16)\% [\pm(6 - 9) \text{ ступеней}]$.

Автотрансформаторы имеют несколько вариантов регулирования коэффициентов трансформации с учетом расположения систем регулирования напряжения. Возможны несколько вариантов [5], когда система регулирования расположена:

- в нейтрали обмоток ВН и СН,
- на выводах обмотки СН,
- в нейтрали ВН.

Основные недостатки трансформаторов с РПН заключаются в их повышенной стоимости (на 20 – 25% дороже трансформаторов без РПН), и в дополнительных трудностях в обеспечении электродинамической стойкости трансформаторов к сквозным токам КЗ.

Специальные регулировочные трансформаторы. Существует несколько схем включения регулировочных трансформаторов (линейных и последовательных). На рис. 3.6. показаны два возможных варианта.

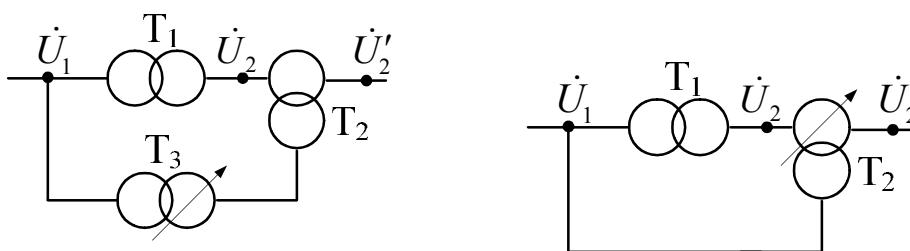


Рис. 2.6. Схемы включения регулировочных трансформаторов:

T_1 – силовой трансформатор,
 T_2 – линейный регулировочный трансформатор,
 T_3 – питающий трансформатор

В зависимости от группы соединений силового и регулировочного трансформаторов можно получить продольное или поперечное регулирование напряжения. Продольное регулирование в основном ведет к

изменению перетоков реактивных мощностей, а поперечное – активных мощностей.

Статические тиристорные компенсаторы (СТК) – компенсатор реактивной мощности, представляющий собой управляемое тиристорами реактивное сопротивление (проводимость) [5].

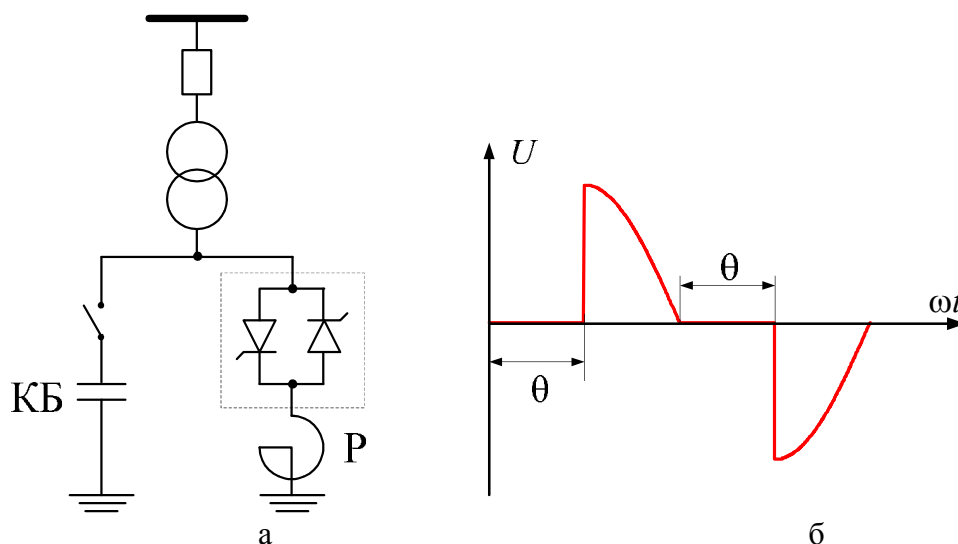


Рис. 2.7. Статический тиристорный компенсатор

а – схема СТК,

б – открытие и закрытие тиристоров

Это комплексные устройства, предназначенные как для выдачи, так и для потребления реактивной мощности. Основу СТК могут составлять (рис. 2.7, а) неизменная по мощности конденсаторная батарея КБ, реактор Р и включенная последовательно с реактором встречно-параллельные управляющие вентили – силовые полупроводниковые устройства (тиристоры).

Тиристоры снабжены устройством управления, с помощью которого регулируется момент открытия и закрытия тиристоров (рис. 2.7, б). Такое регулирование позволяет изменять время включения реактора в сеть в течение каждого полупериода промышленной частоты. Вследствие этого изменяется действующее значение напряжения U на зажимах реактора и развиваемая им мощность

$$Q_{KB} = \frac{U^2}{X_{KB}}, \quad Q_P = \frac{U^2}{X_P}.$$

Мощность СТК $Q_{СТК} = Q_P - Q_{KB}$ может изменяться от потребления до выработки за 1–2 периода промышленной частоты при прак-

тически неизменном напряжении на выходе СТК. При отключении конденсаторной батареи СТК потребляет реактивную мощность.

Внедрение СТК позволило частично решать проблемы передачи энергии на переменном токе. Но возможности эффективного управления потоками энергии, быстрого изменения или передачи энергии из одного пункта в другой, исключение опасных колебаний и др. не могут быть в полной мере реализованы на их основе.

Все рассмотренные выше устройства являются классическими и изменяют передаваемую по линии мощность, воздействуя на один из трех параметров: на напряжение U , на сопротивление линии X_L или на угол передачи δ . Другими словами, традиционные устройства осуществляют только скалярное управление.

2.3.2. Компенсирующие устройства, осуществляющие гибкое управление

Устройства на основе современной силовой электроники, созданные для управления работой электропередачи, способны одновременно воздействовать на три указанных выше параметра U , X_L , δ , то есть осуществляют векторное регулирование [6]. Такое регулирование повышает эффективность и обеспечивает гибкое управление режимами энергосистем. Такие технологии за рубежом называют FACTS (гибкие линии электропередачи переменного тока).

Надежность работы энергосистем определяется балансами активной и реактивной мощности в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах. Переход из одного состояния в другое требует применения для соблюдения указанных балансов в темпе процессов быстродействующих устройств, которые могут быть созданы только на основе силовой электроники.

Такие устройства появились с внедрением в начале 90-х годов мощных биполярных транзисторов (IGBT), запираемых тиристоров (GTO, GCT, IGCT) и быстродействующих диодов (1 до 6 кВ, отключаемый ток от 1,5 до 4 кА) [4]. Новая элементная база дала возможность приступить к созданию нового класса преобразователей – преобразователей напряжения и различных статических устройств на их основе. Рассмотрим одно из них.

Статический компенсатор (СТАТКОМ) – это наиболее совершенное компенсирующее устройство, принцип действия которого основан на формировании с помощью силовых полупроводниковых ключей переменного трехфазного напряжения необходимой амплитуды и фазы из выпрямленного напряжения. Другими словами, СТАТКОМ пред-

ставляет собой электронный генератор электродвижущей силы промышленной частоты, регулируемой по амплитуде и обеспечивающей как выдачу, так и потребление реактивной мощности.

Установки СТАТКОМ более компактные и дешевые чем обычные СТК (одно и то же оборудование используется и для генерирования и для поглощения реактивной мощности), характеризуются более высокой скоростью управления, нежели СТК (время перехода от максимальной выдачи реактивной мощности к максимальному потреблению составляет всего полпериода основной частоты – 0,01 с).

Принцип работы СТАТКОМ основан на следующих моментах:

– путем управления моментами отпирания и запираания полностью управляемых вентилей на стороне переменного тока преобразовательного моста из выпрямленного напряжения может быть образовано трехфазное напряжение заданной формы, в частности, синусоидальное напряжение промышленной частоты,

– путем введения регулирования может изменяться и фаза сформированного таким образом фазного напряжения (в пределах от 0,1 до половины величины напряжения на стороне постоянного тока).

Свойства СТАТКОМ, и особенно их быстродействие, позволяют использовать их для управления режимом работы энергосистемы как в установившихся, так и в переходных режимах.

СТАТКОМ позволяет:

- регулировать напряжение в точке подключения;
- регулировать переток реактивной мощности;
- демпфировать колебания напряжения;
- регулировать $\cos \varphi$ нагрузки.

Благодаря своему быстродействию СТАТКОМ является наиболее эффективным на сегодняшний день устройством по борьбе с фликером напряжения, создаваемым такими специфическими производствами как сталепрокатные заводы, плавильные печи и шаровые мельницы.

Проведенные в НИИПТ и ВНИИЭ исследования подтвердили высокие эффективность и быстродействие данного преобразователя при его использовании в качестве компенсатора реактивной мощности. Работы в этом направлении проводятся в США, Японии, Швеции и др. странах.

Асинхронизированные турбо- и гидрогенераторы (АСТГ, АСГГ) – это генераторы продольно-поперечного возбуждения. Они имеют две обмотки возбуждения, сдвинутые на 90° .

У обычного генератора (рис. 2.8) угол δ , определяющий механическое положение ротора, и угол β , характеризующий расхождения ЭДС генератора и напряжения на шинах системы, равны друг другу.

Изменение режима по активной или реактивной мощности для обычного генератора взаимосвязаны

$$P = \frac{E_q U}{x} \sin \beta,$$

$$Q = \frac{E_q U}{x} \cos \beta - \frac{U^2}{x}.$$

Это, в частности, накладывает ограничение на значение потребляемой реактивной мощности (режим недовозбуждения) по условию статической устойчивости.

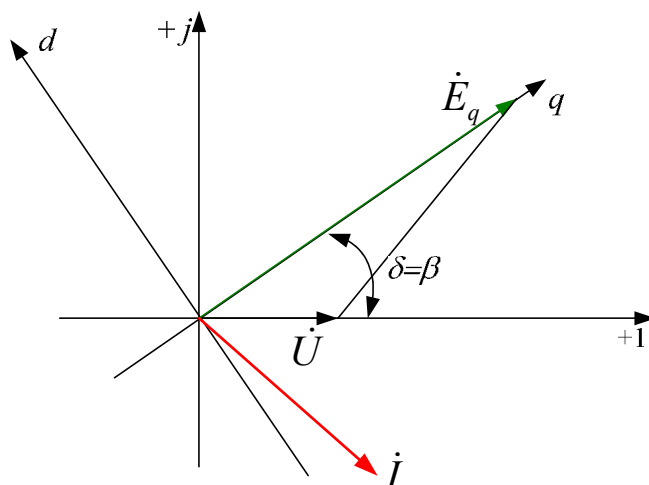


Рис. 2.8. Векторная диаграмма генератора обычного исполнения

Для выявления основных принципиальных особенностей режима работы асинхронизированного генератора (АСГ) примем для упрощения $x_d = x_q = x$. Векторная диаграмма для АСГ приведена на рис. 2.9.

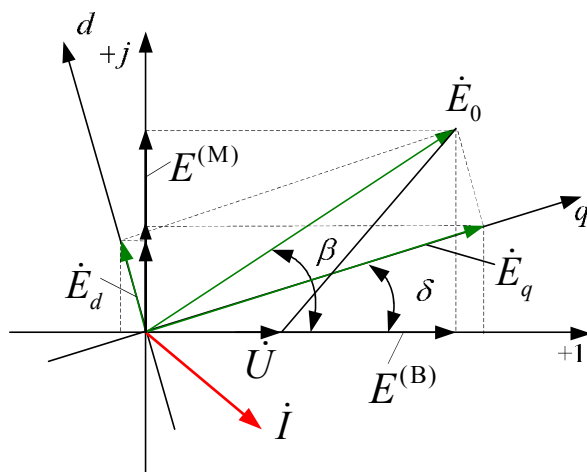


Рис. 2.9. Векторная диаграмма АСГ

Электрический режим как для обычного генератора, так и для АСГ определяется углом β между вектором результирующей ЭДС и вектором напряжения системы U . ЭДС \dot{E}_q и \dot{E}_d пропорциональны соответственно токам возбуждения в продольной (i_{fd}) и поперечной (i_{fq}) обмотках возбуждения, которые могут регулироваться независимо друг от друга.

Вектор \dot{E}_0 выразим через составляющие:

$E_0 \sin \beta = E^{(M)}$ – проекция ЭДС на мнимую ось,

$E_0 \cos \beta = E^{(B)}$ – проекция ЭДС на вещественную ось.

Вектора $E^{(M)}$ и $E^{(B)}$ можно выразить через составляющие E_d и E_q

$$E^{(M)} = E_q \sin \delta + E_d \cos \delta,$$

$$E^{(B)} = E_q \cos \delta - E_d \sin \delta.$$

Изменяя определенным образом E_d и E_q с учетом фактического угла δ можно независимо изменять $E^{(M)}$, $E^{(B)}$ и таким образом независимо друг от друга изменять активную мощность P и реактивную мощность Q асинхронизированного генератора.

Характеристики мощности АСГ для активной и реактивной мощности

$$P = \frac{E_q U}{x_d} \sin \delta + \frac{E_d U}{x_q} \cos \delta + \frac{U^2}{2} \left(\frac{x_d - x_q}{x_q \cdot x_d} \right) \sin 2\delta,$$

$$Q = \frac{E_q U}{x_d} \cos \delta - \frac{E_d U}{x_q} \sin \delta - \frac{U^2}{2} \left(\frac{x_d + x_q}{x_d \cdot x_q} \right) + \frac{U^2}{2} \left(\frac{x_d - x_q}{x_d \cdot x_q} \right) \cos 2\delta.$$

На рис. 2.10 представлена векторная диаграмма, характеризующая изменение режима генератора обычного исполнения.

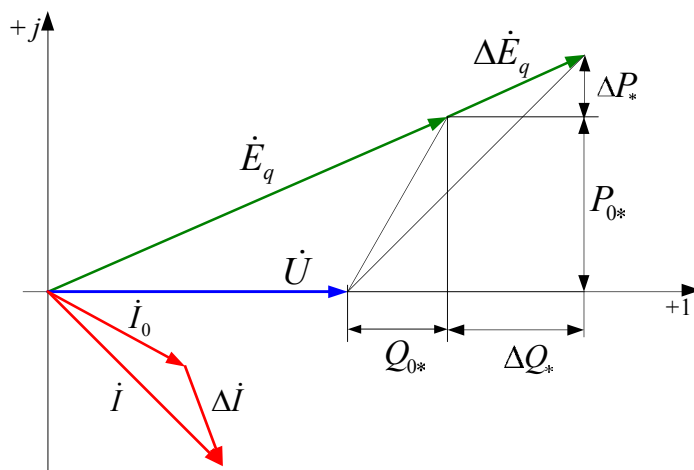


Рис. 2.10. Изменение режима работы генератора обычного исполнения

Как видно, изменение, например, реактивной мощности на ΔQ_* , приводит к изменению также и активной мощности на ΔP_* .

АСГ дает возможность изменять активную мощность, сохраняя неизменной реактивную мощность (рис. 2.11), а также изменять реактивную мощность, сохраняя неизменной активную (рис. 2.12).

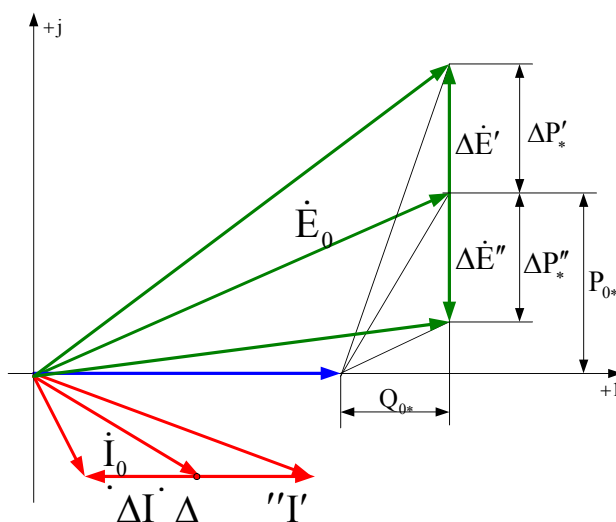


Рис. 2.11. Регулирование активной мощности АСГ

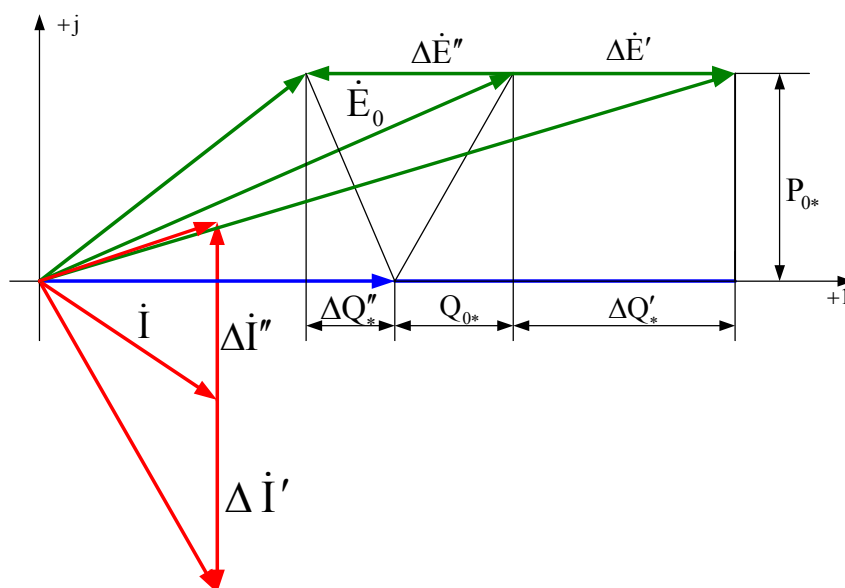


Рис. 2.12. Регулирование реактивной мощности АСГ

АСГ имеют большие возможности по потреблению реактивной мощности по сравнению с обычным синхронным генератором. Применение АСГ на электростанциях позволяет обеспечить как нормализацию уровней напряжения на шинах электростанции и вблизи неё без применения дополнительных устройств регулирования реактивной мощности, так и повышение устойчивой и надежной работы электростанции.

Однако же, в отличие от статических устройств, они обладают меньшим быстродействием, несколько меньшим КПД, требуют для установки большой площади, наличия довольно большого количества обслуживающего персонала.

2.4. Регулирование напряжения в электрических сетях

Требования к уровням напряжения в питающих и системообразующих высоковольтных сетях и распределительных сетях подчинены различным задачам. Поэтому вопросы регулирования напряжения в них можно рассматривать отдельно.

Таким образом, задача управления режимом работы электрических сетей по напряжению и реактивной мощности подразделяются на две подзадачи:

- регулирование напряжения в системообразующих сетях,
- регулирование напряжения в распределительных сетях.

2.4.1. Регулирование напряжения в системообразующих сетях

Важной является задача регулирования напряжения в системообразующих сетях при наличии сравнительно протяженных линий, связывающих отдельные части энергосистемы.

В режимах максимальных нагрузок приемной части энергосистемы переток активной мощности по линии связи может быть равным или большим натуральной мощности. В этом случае линия или нейтральна в отношении участия в балансе реактивной мощности или является потребителем реактивной мощности. Для обеспечения потребности приемной системы в реактивной мощности в принципе могут быть использованы (при наличии) резервы реактивной мощности передающей системы. В этом случае необходимо обеспечить перепад напряжений по концам линии в пределах допустимого повышения напряжения на передающем конце.

При передаче реактивной мощности возрастают потери активной мощности. Поэтому обеспечение баланса реактивной мощности приемной системы, только за счет передачи из передающей системы может быть нецелесообразным. Поэтому по возможности должны использоваться местные источники реактивной мощности приемной системы. Если при этом резервы реактивной мощности генераторов приемной системы недостаточны, то устанавливаются дополнительные источники, которыми могут быть синхронные компенсаторы, статические конденсаторы, статические управляемые источники реактивной мощности.

В режимах минимальных нагрузок, когда по линии передается мощность значительно меньше натуральной ($0,2 - 0,4P_{\text{нат}}$) избыточная реактивная мощность линии близка к максимально, которая для линий 330кВ составляет $(0,35 - 0,4)$ Вар/км, а для линий 500кВ – около 1 МВар/км. В таких режимах возможно повышения напряжения выше максимально допустимых.

Длительно допустимое напряжение составляет:

- при $U_{\text{ном}} = 220$ кВ, $U_{\text{под}} = 1,15 \cdot 220 = 252$ кВ,
- при $U_{\text{ном}} = 330$ кВ, $U_{\text{под}} = 1,1 \cdot 330 = 363$ кВ,
- при $U_{\text{ном}} = 500$ кВ, $U_{\text{под}} = 1,05 \cdot 500 = 525$ кВ.

При передаче реактивной мощности возрастают потери активной мощности. Поэтому обеспечение баланса реактивной мощности приемной системы, только за счет передачи из передающей системы может быть нецелесообразным. Поэтому по возможности должны использоваться местные источники реактивной мощности приемной системы. Если при этом резервы реактивной мощности генераторов приемной системы недостаточны, то устанавливаются дополнительные источни-

ки, которыми могут быть синхронные компенсаторы, статические конденсаторы, статические управляемые источники реактивной мощности.

В режимах минимальных нагрузок, когда по линии передается мощность значительно меньше натуральной $(0,2-0,4)P_{\text{нат}}$ избыточная реактивная мощность линии близка к максимальной, которая для линий 330кВ составляет 0,35–0,4 Мвар/км, а для линий 500кВ – 1 Мвар/км. Возможности поглощения избыточной реактивной мощности генераторами и синхронными компенсаторами передающей и приемной системы ограничены. У генераторов ограничение по принимаемой реактивной мощности, как известно, связаны с нагревом торцевых зон обмотки статора и внутренней устойчивостью.

Дальнейшая компенсация избыточной реактивной мощности осуществляется шунтирующими реакторами, которые стремятся разместить по возможности равномерно вдоль линии.

Безусловно, между двумя крайними режимами максимальных и минимальных нагрузок возможны промежуточные режимы. Поэтому весьма желательно, чтобы технические средства, для управления режимом по напряжению и реактивной мощности, были бы плавнорегулируемыми. Это создает возможность реализации автоматического управления. Технические средства для управления режимом по напряжению и реактивной мощности в настоящее время интенсивно развиваются в нашей стране и за рубежом.

2.4.2. Регулирование напряжения в распределительных электрических сетях

Регулирование напряжения в распределительных сетях осуществляется с целью поддержания у потребителей уровней напряжения в допустимых пределах, определяемых нормативными документами.

В зависимости от конфигурации сети, графиков нагрузок потребителей и других факторов в распределительных сетях могут использоваться различные методы и технические средства для регулирования напряжения.

Регулирование напряжения в центре питания (на узловой подстанции). Поддержание в допустимых пределах напряжения у потребителей регулированием напряжения в центре питания возможно только в том случае, если требования к изменению напряжения для какой-то одной группы потребителей не оказываются противоречивыми для других групп потребителей.

Очевидно, это будет иметь место в том случае, если графики нагрузки потребителей, питающихся от узловой подстанции, несильно отличаются друг от друга, а именно – периоды максимальных и минимальных нагрузок у них совпадают.

В зависимости от степени неравномерности графика нагрузки возможны следующие виды регулирования в центре питания:

- **поддержание постоянного напряжения в центре питания (стабилизация напряжений).** Такой вариант регулирования возможен в том случае, если неравномерность суточных графиков нагрузки всех видов потребителей невелика.
- **встречное регулирование напряжения.** При встречном регулировании напряжение в центре питания регулируется в зависимости от тока нагрузки – в режиме максимальных нагрузок повышается, а в режиме минимальных нагрузок снижается. В качестве средства регулирования в этом случае чаще всего используется изменение коэффициента трансформации трансформаторов узловой подстанции (рис. 2.13).

Индивидуальное (местное) регулирование напряжения. При несовпадающих графиках нагрузки и различной удаленности потребителей от центра питания централизованное регулирование не может обеспечить напряжение в допустимых пределах у всех потребителей.

В таком случае дополнительное регулирование напряжения у отдельных потребителей может осуществляться с помощью следующих технических средств.

1. Изменение коэффициента трансформации на понизительных подстанциях потребителей. Если при изменении суммарной нагрузки напряжение на шинах центральной подстанции изменяется незначительно, то есть в питающей сети имеется достаточный резерв реактивной мощности, то регулирование напряжения у отдельных потребителей изменением коэффициента трансформации является практически независимым.

В условиях дефицита реактивной мощности изменение коэффициента трансформации для увеличения напряжения, например, на подстанции Б (рис. 2.14) приводит к увеличению потребления реактивной мощности нагрузкой Н1 в соответствии с ее статической характеристикой. Из-за этого снижается напряжение в центре питания и напряжение на других нагрузках.

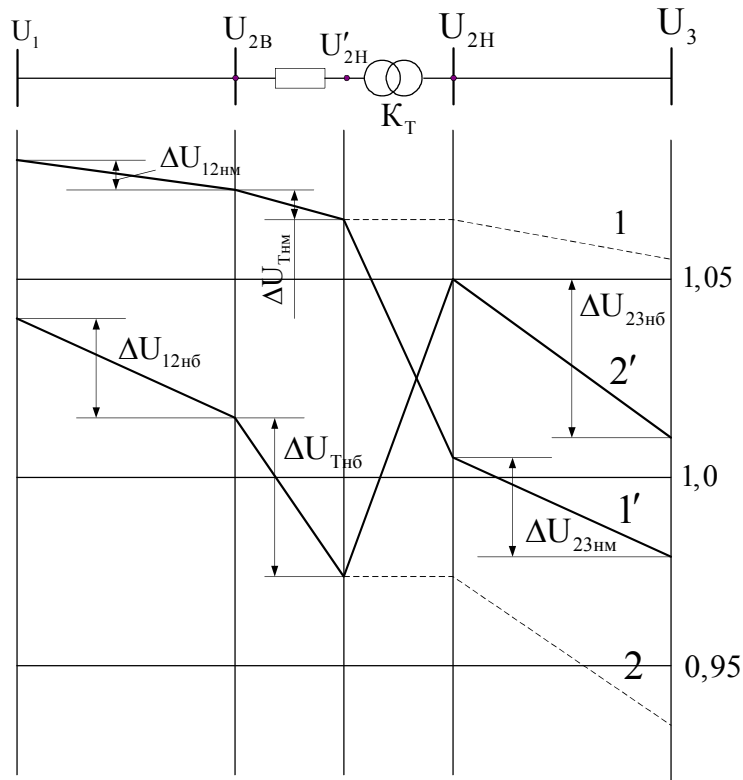


Рис. 2.13. Встречное регулирование напряжения

1 и 1' – напряжение у потребителя в режиме минимальных нагрузок
 ственно без регулирования и при встречном регулировании,
 соответ
 2 и 2' – то же в режиме максимальных нагрузок

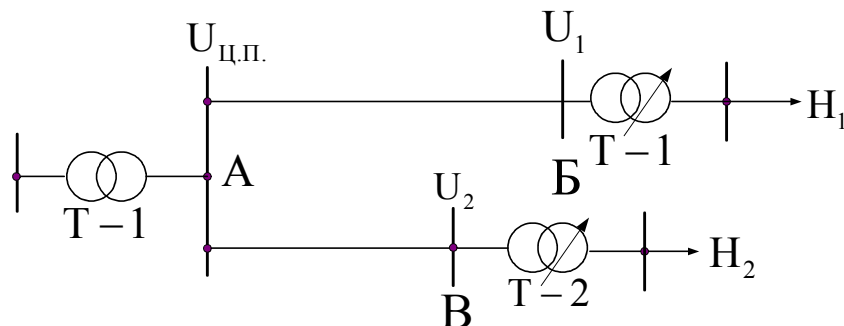


Рис. 2.14. Изменение коэффициента трансформации на понизительных подстанциях потребителей

2. Изменение потока реактивной мощности в отдельных участках сети. Установка у потребителей компенсирующих устройств, например, батареи конденсаторов (БК), позволяет изменять поток реактивной мощности на соответствующем участке сети. При подключении батареи конденсаторов параллельно нагрузке H_1 (рис. 2.15) потеря напряжения на участке AB будет равна (без учета поперечной составляющей падения напряжения)

$$\Delta U = \frac{Pr + (Q_H - Q_{БК})x}{U_1}.$$

Очевидно, что, изменяя $Q_{БК}$, можно поддерживать напряжение в необходимых пределах.

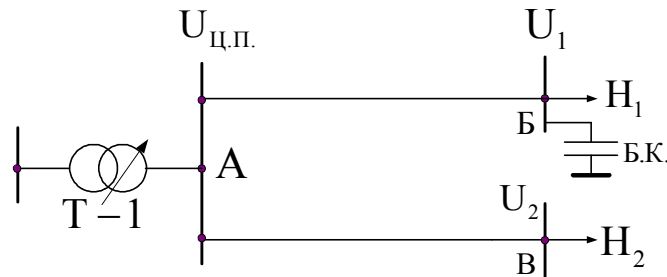


Рис. 2.15. Подключение батареи конденсаторов параллельно нагрузке

В качестве источников реактивной мощности могут использоваться и другие технические средства. Принципиальное отличие регулирования за счет применения источников реактивной мощности от регулирования изменением коэффициентов трансформации заключается в том, что при этом участки сети частично или полностью разгружаются от потоков реактивной мощности. Одновременно это приводит к снижению потерь активной и реактивной мощности.

При использовании в качестве источников реактивной мощности батареи конденсаторов следует иметь в виду, что реактивная мощность батареи пропорциональна квадрату напряжения. Поэтому эффект компенсации реактивной мощности сильно снижается при снижении напряжения.

При использовании в качестве источника реактивной мощности синхронных компенсаторов или синхронных двигателей в режиме перевозбуждения и подчинении АРВ задаче поддержания напряжения вырабатываемая реактивная мощность, напротив, увеличивается при снижении напряжения в соответствии с характеристикой регулирования.

3. Компенсация реактивного сопротивления участков сети (продольная компенсация). Влияние продольной емкостной компенсации на уровни напряжения очевидно, так как потеря напряжения на участке сети с продольной компенсацией (рис. 2.16) уменьшается и становится равной

$$\Delta U = \frac{Pr + Q \left(x - \frac{1}{\omega C_K} \right)}{U_1}.$$

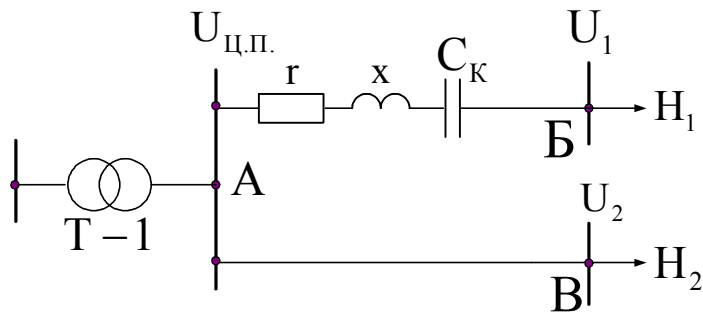


Рис. 2.16. Участок сети с продольной компенсацией

В общем случае задачи регулирования напряжения в распределительных сетях решаются совместным использованием различных методов и технических средств.

Даже в одной и той же сети решение задачи поддержания напряжения в допустимых пределах может иметь несколько вариантов. Электрические режимы в этих вариантах могут отличаться перетоками реактивной мощности в отдельных участках, и суммарными потерями активной мощности. В связи с этим может ставиться и решаться задача выбора оптимального режима из условия минимума потерь активной мощности при задании ограничений по допустимому отклонению напряжений.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
2. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. – М.: Госэнергоиздат, 1963, – 360 с.
3. Овчаренко Н.И. Аппаратные и программные элементы автоматических устройств энергосистем. – М.: Из-во НЦ ЭНАС. 2004 – 512 с.: ил.
4. Основные положения по первичному и вторичному регулированию частоты и активной мощности в ЕЭС России. Методические указания. Утверждены приказом ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС", 2002 г.
5. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие. – Ростов-н / Д.: Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.
6. Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г. Перспективы применения в ЕЭС России гибких (управляемых) систем передачи переменного тока // Электротехника. – 2004. – №8. – с. 30-37.