

РАО «ЕЭС России»
Центр подготовки кадров энергетики
(СЗФ АО «ГВЦ Энергетики»)

Г.М. Павлов

АВАРИЙНАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА ЭНЕРГОСИСТЕМ

Учебное пособие
Второе издание

Санкт-Петербург
2002

Павлов Г.М. «Автоматическая частотная разгрузка энергосистем». Второе издание. – РАО «ЕЭС России» Центр подготовки кадров энергетики (СЗФ АО «ГВЦ Энергетики», 2002 г.

Учебное пособие предназначено для слушателей групп повышения квалификации по курсу “Релейная защита электроэнергетических систем”.

Материал пособия может быть использован в практической работе специалистами по релейной защите и автоматизации энергосистем, а также при обучении студентов электроэнергетических специальностей ВУЗов.

Учебное пособие рассмотрено и одобрено на заседании кафедры “Релейная защита и автоматика”.

Научный редактор д.т.н., проф. Г.В.Меркурьев

Оглавление

Введение	2
1. Назначение АЧР	
2. Снижение частоты при дефиците генерации	
3. Требования к АЧР	
4. Принципы частотной разгрузки	
5. АЧР-I и АЧР-II	
6. Динамика снижения частоты при действии АЧР	
7. Линеаризованная модель АЧР-I	
8. Запаздывание в канале отключения потребителей	
9. Учёт неопределённости исходной информации	
10. Разгрузка энергосистемы по скорости снижения частоты	
11. Дополнительная разгрузка	
12. Особенности АЧР в объединённой энергосистеме	
13. Схемы АЧР	
14. Исследование переходных процессов на ЭВМ	
15. АЧР при наличии резерва в энергосистеме	
16. Корректировка уставок АЧР	
17. Влияние снижения частоты на работу релейной защиты	
18. Постоянная времени энергосистемы	
19. Регулирующий эффект нагрузки	
Литература	

Введение

Уже многие десятки лет успешно работает Единая Энергетическая Система (ЕЭС) России. Она объединяет все энергосистемы Европейской части нашей страны и включает в себя многие миллионы киловатт установленной мощности.

Объединение энергетических систем на параллельную работу обеспечивает значительные технические и экономические преимущества. Однако совместная работа приносит и определенные негативные проблемы. В первую очередь это касается аварийных ситуаций, когда толчки нагрузки или токи короткого замыкания в одной точке системы воздействуют на оборудование всей ЕЭС.

В изолированно работающих энергосистемах возможны аварии со значительным дефицитом генерации, что обусловлено выходом из строя мощного генератора или даже целой станции. Подобные аварии протекают достаточно тяжело, поэтому для их локализации прибегают к крайней мере — отключению ряда потребителей. Подобную противоаварийную автоматику называют аварийной частотной разгрузкой (АЧР). Такая автоматика широко используется в энергетических системах и за долгие годы эксплуатации достаточно хорошо отработана.

Создание ЕЭС привнесло определенную специфику в процесс развития аварии при дефиците генерации. Аварийный дефицит генерации возникает в отдельной энергосистеме, что приводит к резкому изменению обменных мощностей и потере устойчивости параллельной работы. Межсистемные связи отключаются и еще больше нарушают баланс активной мощности в аварийной энергосистеме. Такие аварии называются каскадными. Наличие каскадных аварий ставит по-новому проблему частотной разгрузки в объединенных энергосистемах.

Даже в отдельных энергосистемах автоматика АЧР настраивается не оптимальным образом. Основной причиной этого является отсутствие до настоящего времени тщательных исследований динамики снижения и восстановления частоты при действии АЧР. В какой-то степени учебное пособие восполняет имеющийся пробел — в нем отражены исследования переходных процессов на ЭВМ.

Учебное пособие предназначено для слушателей группы повышения квалификации по курсу “Релейная защита энергетических систем”.

1. Назначение АЧР

Установившийся режим энергосистемы характеризуется балансом мощностей: суммарная мощность генерации должна быть равна нагрузке энергосистемы, включая потери в сети $P_g = P_n$. В нормальном режиме этот баланс сохраняется при номинальной частоте 50 Гц. Если мощность генерации меньше нагрузки $P_g < P_n$, то частота уменьшается, если больше $P_g > P_n$, то частота увеличивается.

В объединенных энергосистемах вероятность большой потери генерирующей мощности и глубокого снижения частоты мала. В узлах нагрузки, получающих значительную часть энергии по линиям связи из энергообъединения, вероятность возникновения больших местных дефицитов мощности при аварийном отделении этих узлов выше.

Однако, в объединенных энергосистемах, изолированно работающих энергосистемах и в отделившихся районах крупного энергообъединения возможны аварийные дефициты мощности. Поскольку при аварийном отключении выделившийся район можно рассматривать как отдельную энергосистему, то в дальнейшем будет рассматриваться аварийное снижение частоты в изолированно работающей энергосистеме.

В [6] указана граница допустимого аварийного отклонения частоты в энергосистеме. Она зависит от величины и длительности отклонения частоты (рис.1).

Не допускается даже кратковременное снижение частоты ниже 45 Гц, время работы с частотой 47 Гц не должно превышать 20 с, а с частотой 48,5 Гц – 60 с.

Поддерживать частоту в заданных пределах необходимо по следующим причинам.

1. При снижении частоты снижается скорость вращения асинхронных двигателей и, соответственно, снижается производительность механизмов собственных нужд электростанций и, прежде всего, питательных электронасосов. Для поддержания давления пара на выходе котлов регуляторы давления понижают расход пара на турбину, а регуляторы горения – подачу

топлива в котел в соответствии со сниженным расходом питательной воды. Это ведет к снижению мощности паровых турбин, а в условиях дефицита мощности в энергосистеме – к дальнейшему снижению частоты. Это лавинообразное снижение частоты и, соответственно, мощности турбоагрегатов может привести к полному погашению энергосистемы. Этот процесс носит название «лавина частоты».

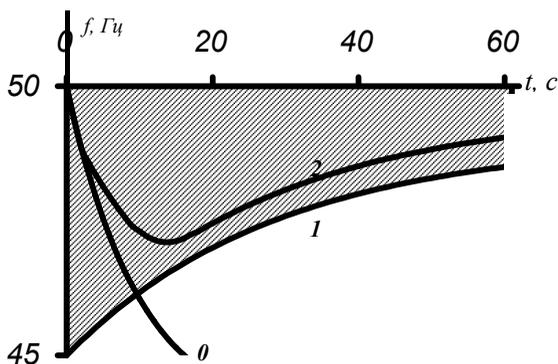


Рис. 1. Границы допустимого аварийного отклонения частоты в энергосистеме

2. «Лавина частоты», как правило, сопровождается «лавиной напряжения». Проблема заключается в следующем.

При снижении числа оборотов ротора снижается напряжение на выводах статора генератора. При снижении частоты с 50 Гц до 45 Гц (на 10 %) напряжение снизится, например, с номинального значения 6,6 кВ до 6,0 кВ, что уже не допустимо. Система возбуждения генератора начинает повышать ток возбуждения, но полностью компенсировать снижение числа оборотов не может. Вырабатываемая генератором реактивная мощность снижается. При дальнейшем лавинообразном снижении частоты лавинообразно снижается вырабатываемая генератором реактивная мощность, снижается напряжение в сети. Этот процесс носит название «лавина напряжения».

3. Все заводы–изготовители паровых турбин указывают диапазон изменения частоты, безопасный для сохранности турбины. Работа с пониженной

частотой вызывает резонансные колебания проточной части турбин, и заводы лимитируют возможное время работы с пониженной частотой. Продолжительность отклонений в пределах $\Delta f = +(0,5-1,0)$ Гц допускается в течение не более 3 мин. Накладывается ограничение на интегральное время работы с отклонением частоты за весь срок эксплуатации турбины. Для указанного отклонения частоты оно составляет не более 500 мин.

Снижение частоты на $\Delta f = -(1,0-2,0)$ Гц допускается на время не более 5 мин. Суммарное время работы с указанным отклонением за весь срок эксплуатации турбины ограничено до 750 мин.

Отклонение $\Delta f = -(2,0-3,0)$ Гц допускается всего на 1 мин. и не более 180 мин. за весь срок работы турбины.

Еще большие отклонения $\Delta f = -(3,0-4,0)$ Гц допускаются всего на 10 с. и суммарно 30 мин. за весь срок работы оборудования.

4. Многие турбины имеют на валу маслоснасос, подающий масло в систему смазки и в систему регулирования. При снижении частоты давление масла может снизиться до аварийного значения, что приведет к аварийной посадке стопорных клапанов, отключению агрегата от сети и дополнительной потере генерирующей мощности.

5. Распределение нагрузки между работающими агрегатами, имеющими статические характеристики регулирования, сильно зависят от точности поддержания частоты. Изменение частоты более чем на 0,2 Гц приводит к неэкономичному перераспределению нагрузок между агрегатами.

6. Многие потребители весьма требовательны к постоянству скорости приводных двигателей, так как изменение частоты приводит к браку продукции.

7. Особое внимание к проблеме работы энергосистемы с пониженной частотой должно проявляться при наличии атомных электрических станций. Для блоков АЭС регламентирована работа с пониженной частотой в пределах $\Delta f = -(1,0-2,0)$ Гц не более 5 мин.

$\Delta f = -(2,0-3,0)$ Гц не более 1 мин.

$\Delta f = -(3,0-4,0)$ Гц не более 10 с.

При снижении частоты за указанные пределы АЭС должна немедленно отключаться от сети, снизить свою нагрузку и работать на выделенный район энергосистемы.

При повышении частоты на турбинах должны работать автоматы безопасности (с уставкой $(1,07 - 1,12) n_n$, где n_n – номинальное число оборотов) для избежания их механического разрушения (лопаточного аппарата паровых турбин, наборных полюсов ротора гидрогенераторов).

Поскольку длительная работа с пониженной частотой не допустима и восстановление частоты не может быть получено за счет нормальных средств регулирования частоты, то приходится прибегать к аварийному мероприятию – автоматической аварийной разгрузке по частоте (АЧР). При отсутствии вращающегося резерва аварийная частотная разгрузка является средством поддержания частоты энергосистемы в допустимых пределах путем регулируемого отключения части потребителей.

В энергосистемах России применяется частотная разгрузка двух категорий – АЧР–1 и АЧР–2. Выбор уставок по частоте и времени, а также выбор величины мощности потребителей, присоединенных к очередям АЧР, рекомендовано производить в соответствии с [5].

С целью уменьшения аварийного отклонения частоты и сокращения длительности ее восстановления уместно скорректировать настройку частотной разгрузки, опираясь при этом на исследования динамики на ЭВМ.

Цель оптимизации настройки АЧР заключается в том, чтобы при любых возможных авариях кривая переходного процесса снижения частоты $f(t)$ не выходила из допустимой зоны. На рис.1 кривая 0 характеризует снижение частоты в аварийных условиях без действия АЧР, кривая 2 показывает снижение и подъем частоты с помощью автоматической частотной разгрузки, кривая 1 определяет границу допустимой зоны.

2. Снижение частоты в энергосистеме при дефиците генерации

Снижение генерации при постоянной нагрузке ведет к снижению частоты в энергосистеме, переходный процесс в которой описывается уравнением:

$$T_j p^2 \delta + D p \delta = P_m - P_n, \quad (1)$$

где T_j – эквивалентная постоянная времени энергосистемы;

δ – угол отклонения вектора э.д.с. эквивалентного генератора от первоначального значения;

D – коэффициент демпфирования, учитывающий регулирующий эффект нагрузки и изменение мощности турбины в функции частоты;

P_m – мощность турбины, обусловленная открытием регулирующего органа;

P_n – мощность нагрузки без учета регулирующего эффекта;

p – знак дифференцирования.

Постоянная времени T_j обусловлена инерционностью вращающихся масс энергосистемы – турбин, генераторов и нагрузки. Физический смысл постоянной времени агрегата заключается в следующем: это есть время, в течение которого агрегат переходит из состояния покоя до номинальной частоты вращения при номинальной мощности турбины, что соответствует полному открытию регулирующего органа. Для турбо- и гидрогенераторов значения постоянной времени T_j находятся в пределах 5 – 10 с.

Коэффициент демпфирования равен:

$$D = \frac{dP_n}{df} - \frac{dP_m}{df}, \quad (2)$$

где $dP_n / df = k_n$ – регулирующий эффект нагрузки;

dP_m / df – коэффициент, определяющий изменение мощности турбины в зависимости от изменения частоты при постоянном открытии регулирующего органа.

С учетом $p \delta = \Delta f$, формулу (1) запишем в виде:

$$T_j p \Delta f + \frac{dP_n}{df} \Delta f - \frac{dP_m}{df} \Delta f = P_m - P_n = \Delta P. \quad (3)$$

где Δf и ΔP выражены в о.е.

В уравнении (3) каждое слагаемое определяет собой мощность. Составляющая $T_j p \Delta f$ определяет часть мощности ΔP , идущую на ускорение вращающихся масс энергосистемы, составляющая $\frac{dP_n}{df} \Delta f$ – изменение потребления в функции изменения частоты и составляющая $\frac{dP_m}{df} \Delta f$ – изменение мощности турбины, обусловленное изменением частоты.

Обычно $\frac{dP_m}{df} < \frac{dP_n}{df}$, поэтому можно оперировать выражением

$D \cong \frac{dP_n}{df} \cong \frac{\Delta P_n}{\Delta f} = k_n$ и уравнение энергосистемы (1) записать:

$$T_j p \Delta f + k_n \Delta f = \Delta P, \quad (4)$$

$$\Delta f(t) = \frac{\Delta P}{k_n} \left(1 - e^{-t/T_j'} \right). \quad (5)$$

Уравнение (4) справедливо при любом знаке небаланса мощности $\Delta P = P_m - P_n$. В случае дефицита генерации $\Delta P < 0$, поэтому $\frac{df}{dt} < 0$ и $\Delta f < 0$, что соответствует снижению частоты. В случае избытка генерации $\Delta P > 0$, что будет вызывать подъем частоты.

Иногда перед небалансом мощности ΔP в уравнении (4) знак «минус» опускают, понимая из текста, что речь идет о дефиците генерации и тогда Δf в (5) соответствует снижению частоты. В ряде случаев такой подход вполне допустим. Однако иногда знак перед небалансом мощности ΔP необходимо учитывать обязательно.

В качестве примера рассмотрим исходный режим, при котором дефицит генерации равен $\Delta P_1 = P_{m,1} - P_{n,1}$. При действии АЧР часть нагрузки от-

ключается $P_{n,1} - \Delta P_n$ и дефицит становится меньше. Если опустить знак «минус» перед членом ΔP_1 , то расчет будет неверным

$$\Delta P_2 = P_{m,1} - (P_{n,1} - \Delta P_n) = \Delta P_1 + \Delta P_n.$$

С учетом знака «минус», корректно получим

$$-\Delta P_2 = -\Delta P_1 + \Delta P_n.$$

Рассматривая энергосистему как элемент системы регулирования, входным воздействием следует считать рассогласование мощностей. Выходным сигналом является изменение частоты. При этом передаточная функция энергосистемы запишется в виде

$$W(p) = \frac{\Delta f}{\Delta P} = \frac{I}{(T_J p + k_n)} \quad (6)$$

и далее

$$W(p) = \frac{I/k_n}{T'_J p + I}, \quad (7)$$

где $T'_J = \frac{T_J}{k_n}$ – постоянная времени энергосистемы с учетом регулирующего эффекта нагрузки.

Выражение (7) соответствует передаточной функции элемента первого порядка с постоянной времени T'_J .

Регулирующий эффект нагрузки зависит от состава потребителей, поэтому в различных энергосистемах он имеет свое значение и лежит в пределах $k_n = 1,0 - 3,0$. В течение суток состав потребителей меняется, вследствие чего регулирующий эффект нагрузки k_n также не остается постоянным. При действии АЧР величину и динамику снижения частоты в основном определяет плотность разгрузки, поэтому в дальнейших расчетах можно принимать среднее значение регулирующего эффекта нагрузки $k_n = 2$.

Структурная схема агрегата, работающего в энергосистеме, показана на рис. 2. Регулятор частоты вращения реагирует на отклонение частоты от номинальной и воздействует на турбину. Мощность турбоагрегата уравнивается нагрузкой P_n .

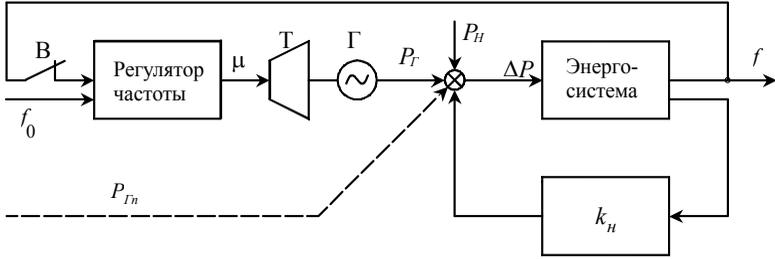


Рис. 2. Структурная схема агрегата при работе на энергосистему

При ступенчатом воздействии небаланса мощности ΔP характер изменения частоты зависит от наличия вращающегося резерва. Если имеется достаточный резерв мощности, то при снижении частоты регулятор частоты вращения увеличит открытие регулирующего органа турбины. Мощность турбины P_m есть функция частоты и переходный процесс в энергосистеме будет происходить по кривой 1 (рис. 3). При недостатке резерва мощности переходный процесс пойдет по кривой 2.

При отсутствии резерва мощность турбины постоянна $P_m = const$. Регулятор частоты будет бездействовать, что соответствует отключению ключа В (рис. 2). В таком случае структурная схема упрощается (рис. 4).

При воздействии небаланса мощности ΔP изменение частоты во времени определяется выражением

$$\Delta f = \frac{\Delta P}{k_H} (1 - e^{-t/T_J}). \quad (8)$$

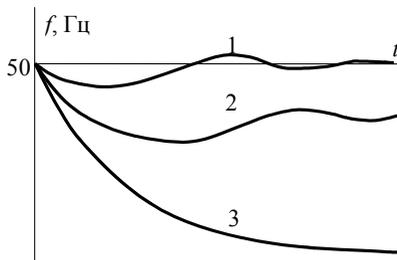


Рис. 3. Графики переходных процессов в энергосистеме

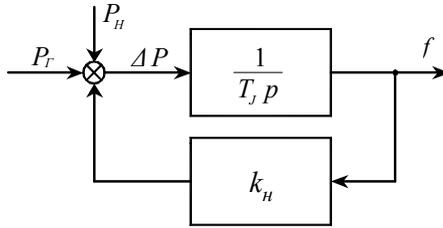


Рис.4. Структурная схема агрегата при $P_m = const$

Если небаланс мощности $\Delta P < 0$, то частота снижается по экспоненциальному закону на величину $\Delta f_{уст} = \Delta P / k_n$ и в установившемся режиме будет равна $f_{уст} = 50 - \Delta f_{уст}$. Процесс снижения частоты показан в виде кривой 3 (рис. 3).

3. Требования к АЧР

На основе анализа работы электростанций и потребителей при снижении частоты и особенностей возникновения и развития аварийных ситуаций с небалансом мощности в энергосистемах и крупных энергообъединениях сформулированы следующие основные требования к АЧР [5, 6]:

1. Автоматическая частотная разгрузка должна успешно ликвидировать все всевозможные аварийные ситуации с дефицитом мощности в энергосистемах, начиная от локальных и заканчивая общесистемными авариями. Она должна обеспечить нормальное функционирование энергосистем независимо от дефицита мощности, характера развития аварий (простая авария или каскадная), значения и скорости включения резервов мощности.

2. Автоматическая частотная разгрузка должна быть ориентирована на вероятностный характер возникновения и протекания аварии. АЧР должна обеспечивать успешную ликвидацию аварии независимо от того, каково значение регулирующего эффекта нагрузки, постоянной механической инерции и каков характер их изменения в течение суток, недели, периода года и в процессе ликвидации аварии.

3. Автоматическая частотная разгрузка не должна допускать снижения частоты ниже определенного уровня на время большее, чем некоторое предельное, т.е. при работе АЧР должна обеспечиваться некоторая предельно допустимая частотно–временная зона. Это требование объясняется тем, что реакция агрегатов, узлов и энергосистемы в целом на снижение частоты проявляется не мгновенно, а с некоторым запаздыванием. С точки зрения надежности работы энергосистемы к АЧР должны предъявляться требования, исходя из наиболее тяжелых условий работы электростанций (наименьших допустимых длительностей работы при пониженной частоте).

4. Объем потребителей, отключаемых АЧР в процессе аварии, должен быть по возможности минимальным при условии обеспечения нормального функционирования энергосистемы. АЧР должна выполняться таким образом, чтобы она, как правило, вступала в работу после того как полностью или частично приведены в действия вращающиеся резервы. АЧР должна обладать свойством селективности в выборе величины и очередности отключения потребителей.

5. Действие АЧР, обеспечивающее ликвидацию аварии, должно удовлетворять требованию минимального ущерба при отключении потребителей. Это требование может быть обеспечено, если последовательность отключения потребителей будет такова, что в первую очередь отключаются менее ответственные потребители, а более ответственные остаются в работе. Кроме того, АЧР должна выполняться так, чтобы не происходило излишнего отключения потребителей (перерегулирования) и частота после работы устройств АЧР не превысила номинального значения 50 Гц.

6. Автоматическая частотная разгрузка должна обеспечивать подъем частоты до значений, при которых энергосистема может длительно работать нормально. К АЧР не предъявляется требование восстановления частоты до номинального значения. Допустимо, чтобы после действия устройств АЧР уровень частоты был несколько ниже номинального (т. е. находился в диапазоне 49 – 49,5 Гц). В тех случаях, когда восстановление нормального режима в дефицитной энергосистеме обеспечивается автоматически средствами частотного АПВ (ЧАПВ), к АЧР предъявляется требование восстановления частоты до значений, необходимых для срабатывания АПВУС (АПВ с улавливанием синхронизма отключившейся связи) или ресинхронизации.

8. Автоматическая частотная разгрузка не должна по возможности ложно срабатывать при процессах, отличных от переходных процессов в энергосистеме при дефиците мощности, но также сопровождающихся изменениями частоты (при синхронных качаниях, а также в асинхронных режимах, если нет необходимости в работе АЧР для обеспечения ресинхронизации).

4. Принципы частотной разгрузки

Под разгрузкой понимают снижение суммарной нагрузки энергосистемы за счет отключения части потребителей. Разгрузка является аварийным мероприятием, которое должно применяться только в том случае, если все резервы системы исчерпаны, а частота продолжает снижаться. Из этого следует, что нельзя сразу же прибегать к разгрузке энергосистемы, как только частота станет ниже номинальной. Считается, что до тех пор пока частота находится на уровне 49,5 Гц и выше, прибегать к отключению потребителей не следует. Этот же подход (не производить лишнего отключения потребителей) должен соблюдаться и при действии разгрузки.

Разгрузить энергосистему означает, во-первых, приостановить снижение частоты, не допуская ее ниже 45 Гц и, во-вторых, поднять частоту до номинального значения. Если энергосистема работает изолировано, то за счет аварийной разгрузки достаточно поднять частоту до 49,5 Гц с последующим ее восстановлением вручную до 50 Гц действием оперативного персонала.

В отделившейся части энергообъединения необходимо стремиться поднять частоту до уровня 50 Гц для ресинхронизации с объединением.

Несмотря на простоту алгоритма частотной разгрузки, для ее реализации следует иметь ответ на многие вопросы – когда начинать отключение потребителей, мыслимо ли восстановление частоты за счёт единственного отключения или потребуются действие ряда очередей (ступеней), какую мощность нагрузки присоединить к каждой очереди и т.д.

Заманчиво построить АЧР с использованием измерения скорости снижения частоты df/dt . Из уравнения энергосистемы (4) следует, что в первый момент аварии возмущение ΔP целиком расходуется на ускорение

$$T_J (df/dt) |_{t=0} = \Delta P, \quad (9)$$

поскольку $k_H \Delta f = 0$. Поэтому, измерив скорость снижения частоты, мы можем оценить величину возмущения, являющуюся причиной аварии. Отключив потребителей на эту величину, мы тем самым восстановим баланс мощностей при частоте 50 Гц.

В действительности проблема создания АЧР с реакцией на скорость снижения частоты намного сложнее. Имеется ряд принципиальных обстоя-

тельств, ограничивающих применение подобной автоматики. Подробнее об этом можно прочитать в §10.

Автоматику разгрузки создают на принципе измерения отклонения Δf от 50 Гц. В то же время понимают, что параметр Δf также не является идеальным, поэтому разгрузку производят за счет ряда очередей (ступеней), последовательно увеличивая суммарное отключение потребителей.

На рис. 5 представлены две кривые снижения частоты.

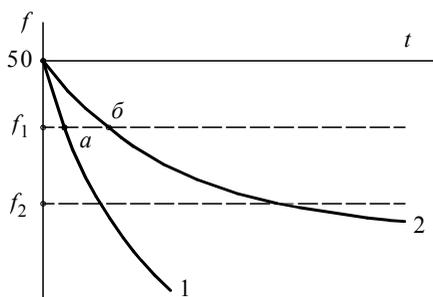


Рис. 5. Изменение частоты при дефицитах мощности

Кривая 1 соответствует большому дефициту мощности, и «посадка» частоты здесь более глубокая. Аварийная разгрузка отключит часть потребителей при частоте срабатывания f_1 . Реагируя только на отклонение частоты, автоматика не уловит различия ситуаций в точках «а» и «б» и произведет отключение потребителей на одну и ту же мощность. Такого отключения в точке «б» может оказаться достаточно, чтобы восстановить частоту до заданного уровня, а в точке «а» не обеспечит восстановления частоты. Отсюда возникает необходимость следующей очереди разгрузки при более низкой частоте f_2 .

Как правило, назначают несколько очередей разгрузки, которые называют также ступенями. Уставка по частоте первой очереди выбирается чуть ниже 50 Гц, например $f_1 = 49,5$ Гц. При снижении частоты до этого уровня отключаются потребители на общую мощность ΔP_1 . На рис. 6 кривая θ соответствует снижению частоты без действия АЧР. После отключения потребителей ΔP_1 , снижение частоты пойдет по кривой 1.

Предположим, что мощности отключения ΔP_1 недостаточно, и частота продолжает снижаться. При частоте f_2 работает вторая очередь разгрузки и

отключит потребителей на мощность ΔP_2 . В нашем примере после третьего отключения частота стабилизируется, поэтому все последующие очереди разгрузки не работают.

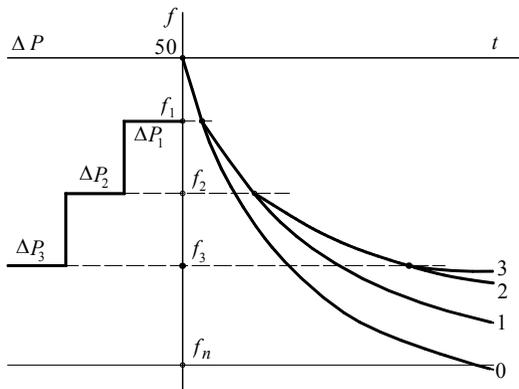


Рис. 6. Снижение частоты в энергосистеме при отключении потребителей

Таков общий алгоритм действия частотной разгрузки. Разница в исполнении АЧР в отдельных энергосистемах заключается лишь в выборе уставок по частоте, числа очередей, а также мощности потребителей, присоединяемых к каждой очереди.

Число очередей АЧР, величина отключаемой мощности (суммарно и каждой очередью), уставки по частоте энергосистемам задаются объединенными диспетчерскими управлениями на основе рассмотрения наиболее тяжелых реальных системных аварий.

5. АЧР–1 и АЧР–2

Первоначально в энергосистемах применялся метод автоматической частотной разгрузки с небольшим числом очередей. Основным требованием к данному методу являлась селективная работа очередей разгрузки. Но с увеличением мощности энергосистем, с объединением и укрупнением энергообъединений, требования к АЧР изменились.

АЧР с небольшим числом очередей не удовлетворяет, в частности, одному из основных требований — «самонастраиванию» с точки зрения объема отключаемой нагрузки. В некоторых случаях использование данного метода не способно удержать частоту в пределах, а иногда приводит к перерегулированию, то есть к подъему частоты выше номинального значения.

Основной принцип современной разгрузки — существенное увеличение числа очередей. Чем больше число очередей и, следовательно, чем меньше нагрузка, отключаемая каждой очередью, тем более гибкой становится вся система разгрузки. Максимально возможное число очередей АЧР определяется конструкциями реле АЧР, их достижимой селективной настройкой и соответственно стоимостью всей системы АЧР, устанавливаемой на объекте. «Самонастройка» разгрузки, кроме выполнения ее большим числом очередей, достигается также разбиением всех устройств на несколько категорий:

АЧР–1 – быстродействующая разгрузка, имеющая различные уставки по частоте;

АЧР–2 – медленнодействующая разгрузка с близкими уставками по частоте и различными уставками по времени;

дополнительная – действующая при больших дефицитах мощности и предназначенная для ускорения отключения потребителей и увеличения объема отключаемой нагрузки.

Первая категория АЧР–1 предназначена для предотвращения глубокого снижения частоты и имеет уставки по частоте 48,5 – 46,5 Гц*. В этом диапазоне частот назначается большое число очередей (до 15 – 20). В этом случае между смежными очередями уставки различаются на $\Delta f = 0,1$ Гц и

* Иногда используются иные уставки

вследствие погрешности реле частоты возможно неселективное срабатывание очередей. Очереди, отстоящие друг от друга на $\Delta f = (0,2 - 0,3)$ Гц, и более, работают селективно. Для устранения ложной работы реле частоты в переходном режиме назначается небольшая выдержка времени $0,2 - 0,5$ с.

К очередям с уставками, близкими к верхнему пределу 48,5 Гц, присоединяют малоответственных потребителей. Ответственные потребители отключаются при больших посадках частоты.

Суммарная мощность потребителей, присоединяемых к АЧР-1, назначается по максимально возможному дефициту генерации, взятому с некоторым запасом. Расчетным значением мощности может быть принята мощность наиболее крупного генератора, целой станции или дефицита мощности, обусловленного отключением линии связи с энергосистемами. В первом приближении можно ориентироваться на $25 - 30$ % от мощности выделяемого района (энергосистемы).

Вторая категория АЧР-2 с единой уставкой по частоте 48,5 Гц для всех очередей этой категории и различными уставками по времени предназначена для предотвращения «зависания» и «вытягивания» частоты после действия АЧР-1 до уровня $49,3 - 49,5$ Гц*. Минимальная уставка по времени АЧР-2 выбирается равной $10 - 15$ с. Таким образом, АЧР-2 начинает действовать тогда, когда все очереди АЧР-1 практически уже сработали.

Мощность потребителей, присоединяемых к АЧР-2, ориентировочно назначается по условию $\Delta P_{АЧР2} = 0,4\Delta P_{АЧР1}$. Число очередей АЧР-2 также выбирается большим, например, 10 с задержкой по времени между смежными очередями $\Delta t = 2 - 3$ с. АЧР-2 производит разгрузку мелкими порциями, обеспечивая подъем частоты за счет дальнейшего отключения потребителей.

Верхние уставки АЧР-1 и АЧР-2 принимаются близкими к $49 - 49,3$ Гц, чтобы отключение потребителей происходило после того, как будет реализован вращающийся резерв мощности, и чтобы подъем частоты обеспечил возможность длительной надежной работы турбоагрегатов и электростанций.

* Иногда используются иные уставки

Отключение потребителей осуществляют с определенной очередностью. Сначала отключают малоответственных потребителей, а затем переходят к более ответственным. Такой подход вполне оправдан, так как минимизирует ущерб от отключения потребителей по всей энергосистеме. В то же время очередность отключения может нарушиться по следующей причине. Пусть к АЧР-I присоединены от 1 до $n_{\text{АЧР-I}}$ потребителей, а к АЧР-II остальные от $(n_{\text{АЧР-I}} + 1)$ до $N_{\text{АЧР-II}}$. Все они распределены по степени ответственности. Если возникает авария с дефицитом генерации (даже с максимально возможным дефицитом), то сработают не все очереди АЧР-I. Последние очереди АЧР-I остаются в работе. Это наглядно видно на рис.10.

Затем начинает работать АЧР-II. Но ее потребители более ответственны, чем потребители последних очередей АЧР-I. Таким образом, в самом принципе работы частотной разгрузки заложена причина нарушения очередности отключения потребителей по степени ответственности.

Предлагают делать так называемую совмещенную разгрузку [5], когда на отключение одной и той же нагрузки подаются импульсы от АЧР-I и от АЧР-II. Но тогда страдают технические показатели автоматики – при отключении потребителя действием очереди АЧР-I совмещенная очередь АЧР-II остается “без работы”, что окажет негативное влияние на действие АЧР.

В нашем изложении на первом плане мы ставим задачу создания автоматики, способной удерживать отклонение частоты в допустимой зоне. Вопросы экономичности противоаварийной автоматики выходят за рамки учебного пособия.

6. Динамика снижения частоты при действии АЧР

Допустим, что вращающийся резерв в энергосистеме отсутствует. В таком случае, при возникновении дефицита генерации ΔP , частота в системе будет снижаться по экспоненциальному закону

$$\Delta f_{*,0} = \frac{\Delta P_*}{k_n} (1 - e^{-t/T_j}), \quad (10)$$

где ΔP_* и $\Delta f_{*,0}$ выражены в относительных единицах.

При частоте $f - f_1$ сработает первая очередь разгрузки и отключит потребителей на мощность ΔP_1 . За счет регулирующего эффекта нагрузки потребление снизится на величину $k_n \Delta f_* = -2k_n(50 - f_1)$. Таким образом, дальнейшее снижение частоты определится выражением

$$\Delta f_{*,1} = \frac{-\Delta P + \Delta P_1 + 2k_n(50 - f_1)}{k_n} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_j}} \right). \quad (11)$$

После i -й ступени разгрузки снижение частоты будет

$$\Delta f_{*,i} = \frac{-\Delta P + \sum \Delta P_i + 2k_n(50 - f_i)}{k_n} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_j}} \right). \quad (12)$$

На рис. 7 показан процесс снижения частоты при действии АЧР-1.

При некоторой частоте f_j наступит баланс мощностей, т.е. первоначальный дефицит генерации будет скомпенсирован за счет снижения потребления, вследствие регулирующего эффекта нагрузки и за счет отключения потребителей, т.е.

$$-\Delta P + \sum \Delta P_j + 2k_n(50 - f_j) = 0. \quad (13)$$

В таком случае $\Delta f_j = 0$ и дальнейшее снижение частоты прекратится. На этом действие АЧР-1 заканчивается, а частота f_j будет находиться в пределах $48,5 > f_j > 46,5$ Гц.

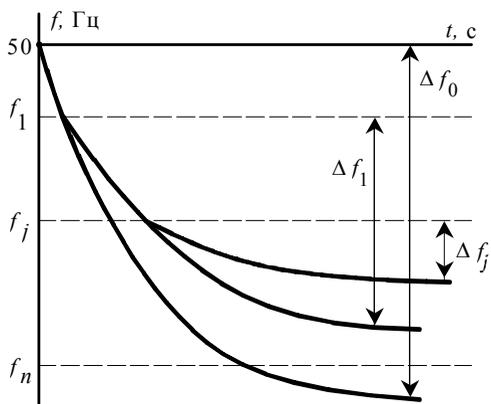


Рис.7. Снижение частоты в энергосистеме при действии АЧР

При отключении потребителей меняется состав нагрузки энергосистемы. В этой связи изменяется регулирующий эффект нагрузки и постоянная времени энергосистемы T_j . Практически, эти изменения невелики и можно оперировать первоначальными значениями этих параметров.

Алгоритм расчета переходного процесса по изложенной методике сравнительно прост. Однако, ему присущи значительные недостатки. Построение кривой снижения частоты производится методом припасовывания, т.е. на каждом отрезке времени от начала действия i -ой и до $i + 1$ очереди снижение частоты идет по экспоненте с параметрами, соответствующими этому отрезку времени.

Результат получается только в конце расчета. В данной методике нет строгой аналитической зависимости, указывающей на влияние числа очередей АЧР, величины мощности каждой ступени и других параметров на конечный результат – установившееся значение частоты и время переходного процесса; нет достаточно точного ответа на вопрос как построить АЧР, чтобы

получить заданный переходный процесс с заданным установившимся значением частоты после действия АЧР и заданным временем переходного процесса.

Действие АЧР–2 начинается после того, как завершится работа очередной АЧР–1, т.е. при частоте f_j и через 10–15 с после пуска АЧР.

Первая очередь АЧР–2 отключит нагрузку $P_{n,1}$, вследствие чего частота начнет подниматься. Через 3 с. сработает вторая очередь АЧР–2. Частота поднимется еще выше. В нашем примере после третьей очереди частота превысит значение 48,5 Гц, после чего действие АЧР–2 прекратится. Таким образом АЧР–2 «вытянет» частоту только чуть выше 48,5 Гц (рис. 8).

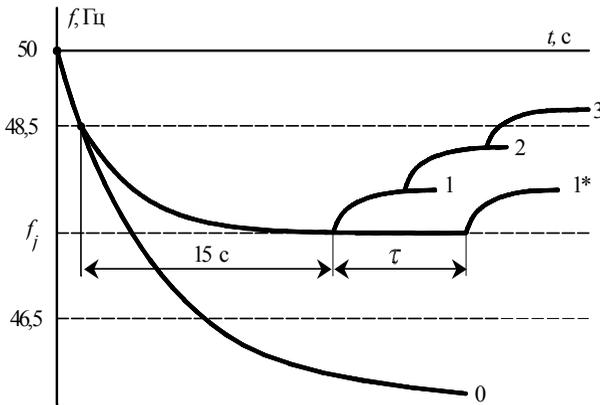


Рис. 8. График работы АЧР–1 и АЧР–2

Возможен другой вариант с учетом запаздывания в канале отключения нагрузки. Первая очередь срабатывает, а отключение потребителей происходит с задержкой τ . Тогда подъем частоты происходит по кривой 1*. Аналогичное запаздывание может привести к тому, что сначала сработают все очереди АЧР–2, а затем начнется подъем частоты. Если $\Delta P_{АЧР-1} = 30\%$, то $\Delta P_{АЧР-2} = 0,4 \Delta P_{АЧР-1} = 12\%$. Отключение всех очередей приведет к повышению частоты на 3,0 Гц. Если $f_j = 47,5$ Гц, то действием АЧР–2 частота будет поднята до 50,5 Гц.

Такой разброс установившегося значения частоты после действия АЧР–2 является следствием несовершенства алгоритма частотной разгрузки. Радикальной мерой улучшения алгоритма является сокращение диапазона, в котором находится установившееся значение частоты f_j после действия АЧР–1. Если значение f_j постоянно при всех возможных авариях в энергосистеме, то задача АЧР–2 становится элементарно простой – поднять частоту с $f_j = const$ до заданного значения, например, 50 Гц. Для этого следует отключить нагрузку на величину

$$\Delta P_{n,*} = k_n \Delta f_* = 2k_n (50 - f_j). \quad (14)$$

Если установившееся значение частоты после действия АЧР–1 будет иметь разброс $f_{j,ср} \pm \Delta f_j$, то отключая нагрузку по формуле (14) с ориентацией на среднее значение $f_{j,ср}$, этот разброс $\pm \Delta f_j$ перейдет на установившееся значение частоты после действия АЧР–2. Отсюда следует рекомендация — сокращать разброс частоты $\pm \Delta f_j$ в действии АЧР–1. Способ сокращения $\pm \Delta f_j$ будет рассмотрен в следующем параграфе.

7. Линеаризованная модель АЧР–1

Для упрощения теоретических исследований процесса снижения частоты при действии АЧР–1 предлагается увеличить число очередей до бесконечности $n \rightarrow \infty$ [3, 8]. В таком случае при бесконечно малом отклонении частоты производится бесконечно малое отключение потребителей, а ступенчатая характеристика частотной разгрузки АЧР–1 (см. рис. 6) вырождается в прямую линию. Линеаризация модели разгрузки значительно упрощает анализ динамики снижения частоты при действии АЧР.

Что касается практической реализации частотной разгрузки, то она должна осуществляться конечным числом ступеней.

Введем понятие плотности разгрузки $k_p = \frac{dP_p}{df}$. Если принять разгрузку равномерной во всем диапазоне действия АЧР, то $\frac{dP_p}{df} \cong \frac{\Delta P_p}{\Delta f} = k_p = const$.

Поэтому, начиная с частоты f_1 , действие разгрузки в уравнении энергосистемы учтем так:

$$T_j p \Delta f + k_n \Delta f + k_p \Delta f = -\Delta P + 2k_n(50 - f_1) = \Delta P^*, \quad (15)$$

а передаточная функция энергосистемы с учетом действия АЧР будет

$$W(p) = \frac{\Delta f}{\Delta P^*} = \frac{1}{T_j p + k_n + k_p}. \quad (16)$$

Принимая $k_\Sigma = k_n + k_p$, получим

$$W(p) = \frac{\Delta f}{\Delta P^*} = \frac{1}{k_\Sigma(T_j'' p + 1)}, \quad (17)$$

где $T_j'' = \frac{T_j}{k_\Sigma}$.

Снижение частоты во времени будет происходить следующим образом: до начала действия АЧР по экспоненте с постоянной времени T_J' , а с момента срабатывания первой очереди АЧР согласно выражения

$$\Delta f = \frac{-\Delta P + 2k_n(50 - f_1)}{k_\Sigma} (1 - e^{-t/T_J'}). \quad (18)$$

Установившееся значение отклонения частоты за счет действия АЧР будет

$$\Delta f_{уст} = \frac{-\Delta P + 2k_n(50 - f_1)}{k_\Sigma}, \quad (19)$$

а частота установится при значении

$$f_{уст} = 50 - f_1 - \Delta f_{уст}. \quad (20)$$

Аналитические выкладки иллюстрируются на рис. 9, где показана структурная схема модели энергосистемы с каналом частотной разгрузки. На рис. 10 представлены статическая и динамическая характеристики энергосистемы с учетом действия АЧР.

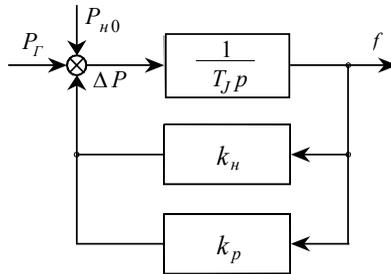


Рис.9. Структурная схема модели энергосистемы с каналом частотной разгрузки

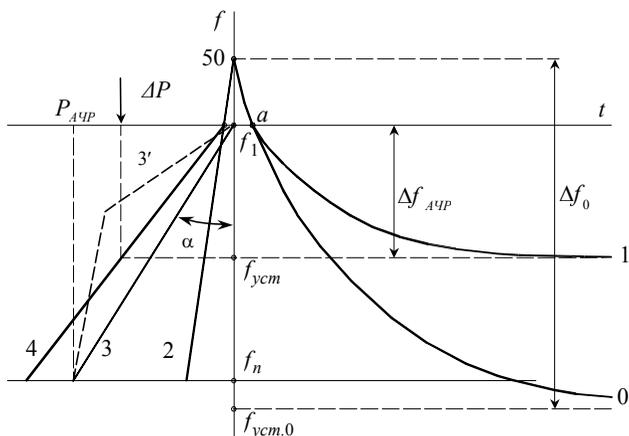


Рис. 10. Статическая и динамическая характеристики энергосистемы с учетом действия АЧР

По оси ординат отложена частота с первой f_1 и конечной f_n уставками АЧР. В этом диапазоне f_1 и f_n отключается общая нагрузка $P_{АЧР}$. Текущее значение отключаемой нагрузки определяется прямой 3.

Плотность разгрузки пропорциональна тангенсу угла α , т.е. $k_p = \operatorname{tg} \alpha = P_{АЧР} / (f_1 - f_n)$. Прямая 2 определяет снижение нагрузки из-за регулирующего эффекта нагрузки k_n . Характеристика 4 дает суммарное снижение потребления, обусловленное регулирующим эффектом нагрузки и действием АЧР.

При возникновении дефицита генерации в энергосистеме на величину ΔP снижение частоты пойдет в первый момент (от 50 Гц) по экспоненте 0, а затем, начиная с f_1 , по экспоненте 1 с постоянной времени $T_J'' = \frac{T_J}{k_\Sigma}$ до установившегося значения f_{ycm} .

Новая методика построения переходного процесса в энергосистеме при действии АЧР позволяет сделать следующие выводы:

1. Эффективность АЧР в значительной степени зависит от плотности разгрузки k_p . Чем больше плотность разгрузки, тем меньше отклонение частоты Δf_{ycm} и тем быстрее завершается процесс стабилизации частоты. Пусть, например, $T_J = 10$ с, $k_n = 2,0$ и $k_p = 8,0$. При этом $T_J'' = 1$ с. Принимая длитель-

ность переходного процесса для экспоненты $t_{пер} \cong 3 T_j''$, получим завершение процесса снижения частоты от точки «а» до $f_{уст}$ за 3 секунды. Отсюда следует, что задержка в действии АЧР–2 равная 10–15 с выбрана необоснованно и может быть сокращена до 5 с.

2. Плотность разгрузки можно повысить за счет увеличения мощности отключения от АЧР $\Delta P_{АЧР}$ или сокращения диапазона изменения частот $f_1 - f_n$.

3. Обычно величина мощности отключения от АЧР $\Delta P_{АЧР}$ выбирается на основе оценки максимально возможного дефицита генерации в энергосистеме. Если к АЧР будет присоединено потребителей на величину более $\Delta P_{АЧР}$, то это не означает, что АЧР произведет лишнее отключение. При любом дефиците мощности $\Delta P < \Delta P_{АЧР}$ частота установится в диапазоне $f_1 - f_n$ без излишних отключений. Нельзя допускать недостаточную мощность отключения от АЧР $\Delta P_{АЧР} < \Delta P$. В этом случае АЧР исчерпает свои возможности прежде, чем наступит стабилизация частоты.

4. Для ускорения действия АЧР целесообразно сокращать диапазон по частоте $f_1 - f_n$. Имеются ограничения по реализации этой рекомендации, которые обусловлены запаздыванием в канале АЧР.

5. Практическая реализация АЧР безусловно предполагается в виде ступенчатой разгрузки с конечным числом ступеней, т.е. $n \neq \infty$. Контрольные расчеты на ЭВМ показывают, что замена непрерывной характеристики на ступенчатую с $n \geq 10$ уже дает почти одинаковые результаты.

6. Изложенная методика позволяет анализировать разгрузку с нелинейной и ступенчатой характеристиками. На вертикальном участке ступени $k_p = 0$, на горизонтальном $-k_p = \infty$. Если $k_p = 0$, то контур АЧР на структурной схеме (рис. 9) разомкнут. Постоянная времени равна $T_j' = \frac{T_j}{k_n}$. При $k_p = \infty$ получается перерегулирование.

7. Характеристика 3 может быть нелинейной. В зоне частоты f_1 следует иметь форсированное действие АЧР–1 (пунктирная кривая 3', рис.10). Общий объем отключения нагрузки остается тем же самым, поэтому при частоте f_n характеристика 3' совпадает с линейной.

8. Запаздывание в канале отключения потребителей

Линеаризация модели АЧР–1 упрощает анализ действия этой автоматики. Весьма простое построение переходного процесса при снижении частоты показано на рис. 11.

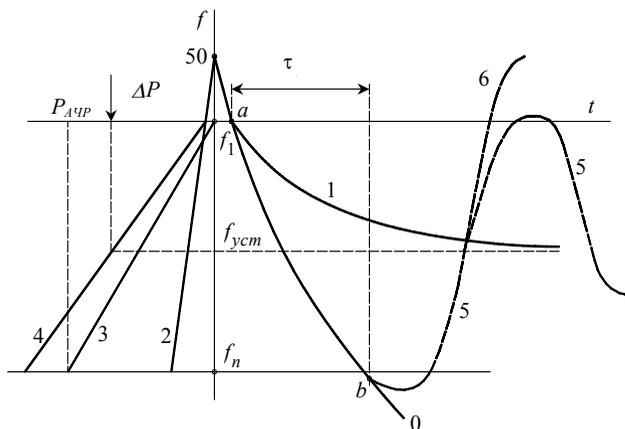


Рис 11. Перерегулирование при запаздывании в канале отключения потребителей

Вместе с тем, линеаризация позволила вскрыть новые, ранее незамеченные явления в поведении АЧР–1. Имеется в виду перерегулирование в канале отключения потребителей, то есть излишнее отключение, не предусмотренное по основному алгоритму действия АЧР–1.

Прежде всего выясним физическую сущность перерегулирования в действии АЧР–1. Пусть каждая очередь отключения потребителей имеет задержку на время τ . Это время определяется выдержкой реле времени и временем срабатывания выключателя. Если нет запаздывания, то снижение частоты происходит по экспоненте 1, причем отклонение частоты равно

$$\Delta f = \frac{-\Delta P + 2(50 - f_1)k_n}{2(k_n + k_p)} \left(1 - e^{-\frac{t}{T_f}} \right). \quad (21)$$

При этом срабатывают не все очереди, а только их часть, достаточная для стабилизации частоты.

Введем запаздывание τ . Теперь первая очередь сработает так же в точке «а» при частоте f_1 , но отключение потребителей произойдет в точке «b». Следовательно, до точки «b» снижение частоты будет происходить по экспоненте «0», что соответствует бездействию автоматики. Следующая очередь с уставкой $f_1 - df$ сработает после точки «а». Из-за запаздывания эффект от отключения потребителей этой очереди проявится так же после точки «b». Аналогично будут срабатывать все последующие очереди. Но результат действия проявится только после точки «b». В таком случае частота будет снижаться по экспоненте «0» от точки «а» до точки «b», что приведет к срабатыванию всех очередей, вплоть до очереди с уставкой f_n .

Срабатывание всех очередей является излишним и частота будет изменяться по кривой 5, приближаясь к своему установившемуся значению $f_{уст}$.

Следует учесть направленность действия АЧР–1. Автоматика отключает потребителей при снижении частоты, но она не включает их при увеличении частоты (ЧАПВ здесь не рассматривается). На модели это учитывается ключом В, который разрывает соответствующую цепь при $df/dt \geq 0$. В таком случае подъем частоты пойдет сначала по участку 5 с переходом на установившееся значение f_6 . Это установившееся значение выше полученного ранее. При неблагоприятных условиях автоматика может привести к забрасыванию частоты выше значения 48,5 Гц.

Заметим, что значительное перерегулирование и излишнее отключение потребителей может произойти при аварии как раз с небольшим дефицитом мощности. Действительно, при малом дефиците мощности отключению подлежит небольшая часть потребителей и установившееся значение частоты близко к частоте f_1 . В случае большего запаздывания в канале АЧР–1 могут сработать все очереди АЧР, а это означает, что излишнее отключение будет достаточно большим.

Если дефицит генерации приближается к максимально возможному, то отключению подлежит нагрузка близкая к максимальному значению АЧР. Излишнее отключение в этом случае будет небольшим.

Такова сущность перерегулирования в действии АЧР–1. Перейдем к аналитическому учету запаздывания и количественной оценке этого явления.

На рис. 12 представлена схема–модель энергосистемы с учетом действия АЧР–1 с запаздыванием. Запаздывание в канале АЧР–1 учтено элементом с передаточной функцией $W(p)=e^{-\tau p}$. Характеристика элемента представлена на рис. 12, б. График 1 изображает единичное воздействие на входе элемента. Характеристика 2 соответствует запаздыванию выходного сигнала на время τ .

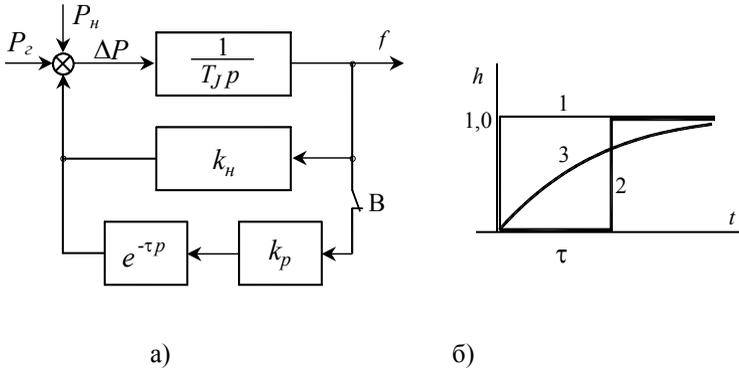


Рис.12. Схема АЧР с запаздыванием отключения потребителей
 Передаточная функция $W(p) = e^{-\tau p}$ может быть представлена так

$$e^{-\tau p} = \frac{1}{1 + \tau p + \frac{\tau^2}{2!} p^2 + \dots + \frac{\tau^n}{n!} p^n}. \quad (22)$$

В свою очередь полином знаменателя в формуле (22) может быть разложен на множители и весь элемент с $W(p) = e^{-\tau p}$ представлен из множества последовательно включенных элементарных элементов $W^*(p) = \frac{1}{1 + \tau^* p}$, где τ^* – постоянная времени элементарного элемента. Чем больше число элементарных элементов, тем точнее воспроизводится идеальная характеристика 2. Практически, уже при 10 элементах совпадение характеристик модели и идеального элемента $W(p) = e^{-\tau p}$ удовлетворительно.

Для упрощенного анализа можно принять

$$W(p) = e^{-\tau p} \cong \frac{1}{\tau p + 1}. \quad (23)$$

Переходная характеристика этого элемента представлена на рис.12 в виде кривой 3.

С учетом этой замены передаточная функция для всей системы (рис. 12) будет равна:

$$W(p) = \frac{\tau p + 1}{(T_J p + k_n)(\tau p + 1) + k_p}. \quad (24)$$

Характер переходного процесса при действии АЧР определяется характеристическим уравнением:

$$T_J \tau p^2 + (T_J + k_i \tau) p + k_i + k_p = 0. \quad (25)$$

При $(T_J + k_i \tau)^2 \leq 4(k_i + k_p) T_J \tau$ процесс будет колебательным. Поскольку $k_n \tau \ll T_J$, то формулу (3) можем упростить: $T_J \leq 4\tau(k_n + k_p)$ откуда следует, что колебательный процесс с перерегулированием наступит при

$$\tau \geq \frac{T_J}{4(k_n + k_p)}. \quad (26)$$

Для энергосистемы с постоянной времени $T_J = 10$ с и $k_n + k_p = 10$ колебательный процесс наступит при $\tau \geq 0,25$ с.

С учетом направленного действия АЧР-1 (автоматика не работает при подъеме частоты) переходный процесс пойдет по характеристике от точки «а» до точки «b» (экспонента «0»), затем кривая 5 и участок 6 зафиксирует перерегулирование по отношению к установившемуся значению экспоненты 1. Величина перерегулирования определится числом излишне отключенных потребителей.

Исследования на ЭВМ показывают, что замена передаточной функции вида $W(p) = e^{-\tau p}$ функцией $W(p) = \frac{1}{1 + \tau p}$ снижает перерегулирование. Поэтому критерий колебательности следует считать приближенным, используемым для ориентировочных расчетов.

Из формулы (26) следует, что главным фактором, влияющим на перерегулирование, является плотность разгрузки k_p . Чем выше k_p , тем раньше наступает перерегулирование. Отсюда следует практическая рекомендация: для снижения перерегулирования необходимо сокращать запаздывание в канале отключения потребителей.

9. Учет неопределенности исходной информации

При выборе уставок АЧР необходимо учитывать изменение графика нагрузки потребителя. Так как нагрузка меняется в течение суток, то отключение одного и того же потребителя дает различный эффект в зависимости от времени отключения.

Поскольку фактически нагрузка носит случайный характер, ее оценка может быть сделана только на вероятностной основе. На рис. 13 показана детерминированная характеристика нагрузки (прямая 1) и зона возможных (вероятностных) значений нагрузки (зона заштрихована). При вероятностной оценке, при одной и той же частоте f_i , мощность может иметь значения $P_{i,min}$, $P_{i,ср}$ и $P_{i,max}$ (по закону «3 σ » нормального закона распределения). Так как мощность выражена в относительных единицах, то разброс нагрузки в процентном отношении остается неизменным во всем диапазоне отключений.

Фактор случайности нагрузки должен быть учтен при выборе и настройке АЧР. Принципиально можно выполнить автоматику, которая учитывала бы суточные изменения нагрузки, но схема и реализация такого варианта намного усложнится и, как следствие, будет менее простой и надежной.

Поэтому практически АЧР рассчитывают на усредненное значение нагрузки в течение суток.

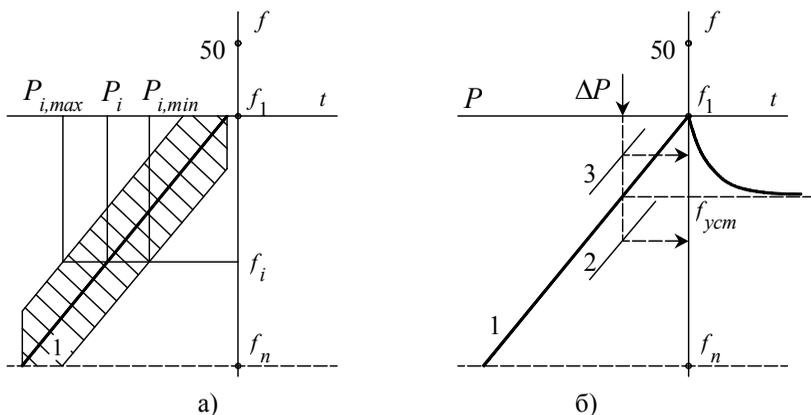


Рис. 13. Неопределенность исходной информации

Поскольку очередей разгрузки несколько, то погрешность в оценке отключаемой нагрузки уменьшается за счет компенсации погрешности отдельных составляющих. Заметим, что такое решение вынужденное, как наиболее простое и достаточно приемлемое для практики. В отдельных случаях пытаются учесть изменчивость нагрузки $P(t)$.

Неопределенность информации о нагрузке может быть учтена при выборе уставок АЧР–1. Лучше подвести под АЧР–1 больше потребителей, чем $P_{АЧР-1} \leq P_{ав.мах}$. Увеличение объема потребителей, присоединяемых к автоматике разгрузки, не приведет к излишнему отключению, изменится лишь установившееся значение частоты после отключения этих потребителей.

На рис. 13, б показана детерминированная усредненная характеристика $P_{АЧР-1} = P(t)$ (линия 1). Для упрощения принято $k_n = 0$. Тогда эта же характеристика будет соответствовать суммарной характеристике рис. 11 и по ней устанавливается значение частоты $f_{уст}$ при дефиците генерации ΔP .

Если в силу непредвиденных обстоятельств характеристика сместится в положение 2 или 3, то это приведет только к изменению частоты $f_{уст}$. Излишнего отключения потребителей не произойдет, АЧР–1 отключит нагрузку строго в соответствие с характеристикой энергосистемы.

Однако в данной ситуации наблюдается разброс $f_{уст}$ при действии АЧР–1, который затруднит настройку АЧР–2.

10. Разгрузка энергосистемы по скорости снижения частоты

Одной из главных проблем, влияющих на структуру и настройку частотной разгрузки, является проблема определения дефицита генерации в случившейся аварии.

Ранее уравнение энергосистемы при дефиците генерации было принято в виде

$$T_J p \Delta f + k_i \Delta f = \Delta P. \quad (27)$$

В первый момент аварии отклонение частоты равно $\Delta f = 0$, поэтому

$$T_J \left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} = \Delta P. \quad (28)$$

Зная постоянную времени T_J и измерив производную $\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0}$, можно оценить аварийный дефицит мощности ΔP . При отключении потребителей на эту расчетную величину баланс мощностей в энергосистеме восстановится при частоте 50 Гц.

Однако такую автоматику выполнить невозможно. Модель энергосистемы по уравнению (5) приближенная, она не учитывает некоторые обстоятельства, оказывающие принципиальное влияние на автоматику, реагирующую на производную df/dt . Дело в том, что в реальной энергосистеме происходит качание роторов генераторов друг относительно друга. Это обусловлено многими причинами и, в первую очередь, зоной нечувствительности регуляторов частоты вращения.

Более подробные исследования этого явления выходят за рамки настоящей работы и здесь не рассматриваются. Укажем только на характер изменения частоты в реальной энергосистеме. Из-за качания роторов частота непрерывно меняется и запись ее изменения в действующей энергосистеме выглядит так, как на рис. 14.

Отклонение частоты обычно не выходит за пределы $\pm 0,1$ Гц и, следовательно, частота считается нормальной в соответствии с ПТЭ. На эти отклонения частотная разгрузка не реагирует. По другому ведет себя автоматика, реагирующая на производную df/dt . Во-первых, здесь возникает проблема измерения производной. Из-за высокочастотных составляющих производная

df/dt может быть очень большой, в связи с чем автоматика по производной может сработать и вызвать ложное отключение потребителей.

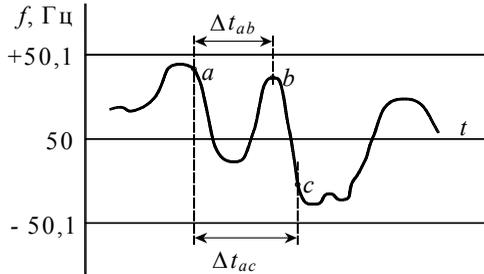


Рис. 14. К пояснению погрешности измерения производной

В связи с изложенным, необходимо измерять производную

$$\frac{df}{dt} \cong \frac{\Delta f}{\Delta t},$$

где Δf – отклонение частоты на отрезке Δt . При этом возникает проблема выбора отрезка времени Δt . Варьируя $\Delta t_{a,b}$, можно получить $\Delta f_{a,b} = 0$ и, следовательно, $\frac{\Delta f}{\Delta t} \cong 0$. Если выбрать $\Delta t_{a,c}$, то отклонение частоты $\Delta f = f_a - f_c$, и производная оказывается очень большой. Желательно увеличить интервал Δt , т.е. усреднить процесс за больший отрезок времени, при этом можно выбрать отрезок времени $\Delta t = 0,2$ и даже $0,3$ с. Но увеличение Δt до нескольких десятых секунды не исключает методологической погрешности, продемонстрированное на рис. 14. Здесь погрешность проявляется независимо от величины выбранного интервала времени $t_{a,b}$ и $t_{a,c}$.

Сказанное свидетельствует о большой погрешности измерения производной df/dt .

Практически можно рекомендовать другой вариант – по производной делать дополнительную разгрузку, которая срабатывает при условии

$$\frac{df}{dt} \geq F,$$

где F – заданная уставка по ускорению, например, $F = 2$ Гц/с. При малых дефицитах генерации и, следовательно, малых $\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0}$ дополнительная разгрузка не работает. В случае большого дефицита генерации, когда производная по частоте оказывается значительной

$$\left. \frac{df}{dt} \right|_{t=0} \approx \frac{\Delta f}{\Delta t} \Big|_{t=0} \geq F, \quad (29)$$

автоматика сработает и отключит часть потребителей. После такого отключения для основной автоматики наступает «облегченный» вариант аварии.

На рис. 15 рассмотрен процесс взаимодействия частотной разгрузки по отклонению частоты Δf и производной df/dt .

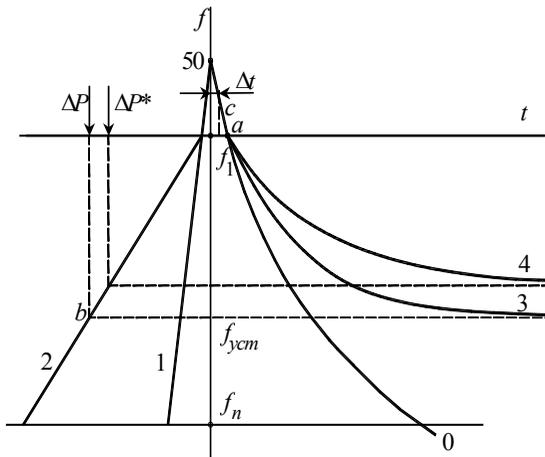


Рис.15. Взаимодействие АЧР по отклонению частоты Δf и производной df/dt

Рассмотрим пример выполнения АЧР со ступенью срабатывания по производной df/dt . Допустим в энергосистеме возник дефицит ΔP . Без действия АЧР частота будет снижаться по экспоненте «0». В точке «а» при частоте f_1 начнет действовать разгрузка. В соответствии с характеристикой 2, которая учитывает уменьшение потребление в системе за счет регулирующего эффекта нагрузки k_n и действия АЧР с плотностью разгрузки k_p , установившееся значение

ние частоты будет соответствовать точке «*b*» этой характеристики. Снижение частоты от точки «*a*» до $f_{уст}$ произойдет по экспоненте 3 с постоянной времени T'' . Предположим, что в точке «*c*» через время Δt сработает разгрузка по производной и отключит определенную долю потребителей. После этого отключения тяжесть аварии уменьшится. На рис. 15 это выразится переводом начального возмущения ΔP в новое положение ΔP^* . Этому возмущению соответствует переходный процесс по экспоненте 4.

Дополнительная очередь по производной помогла действию основной автоматики, но принципиального изменения ситуации не произошло – результаты снижения частоты по экспоненте 3 и 4 близки друг к другу.

Измеряя $\frac{df}{dt} \cong \frac{\Delta f}{\Delta t}$ и выбирая интервал времени Δt несколько десятых

секунды, мы тем самым вводим задержку в действие разгрузки по производной. При уставке $F = 2$ Гц /с снижение частоты от 50 Гц до 48,5 Гц произойдет за время 0,75 с. Таким образом, в рассматриваемой аварии основная АЧР вступит в действие чуть позднее дополнительной очереди по производной. Правильно настроенная АЧР–1 с высокой плотностью разгрузки k_p весьма быстро справится с аварией без дополнительной очереди по производной.

Предполагается, что с режимной точки зрения использование фактора скорости снижения частоты в первую очередь наиболее целесообразно для дополнительной (местной) разгрузки в отдельных районах, т.е. в условиях, когда скорость снижения частоты при местном дефиците мощности существенно больше, чем при общесистемном. В таких условиях, с одной стороны, применение разгрузки по производной дает наибольший эффект и, с другой стороны, достаточно просто могут быть осуществлены выбор параметров и настройка такой разгрузки.

Укажем еще на одно затруднение, возникающее при реализации разгрузки по производной. Рассмотрим энергосистему *A*, которая связана с энергосистемой *B* линией электропередачи и получает от нее обменную мощность $P_{обм}$ (рис. 16).

За базисную мощность примем суммарную мощность энергосистем *A* и *B*, причем мощность энергосистемы *A* — 20 %, а энергосистемы *B* — 80 % от общей мощности этого объединения. По межсистемной ЛЭП передается обменная мощ-

ность равная $P_{обм} = 10\%$ от суммарной мощности энергообъединения. Нагрузка $P_{н,А} = 30\%$, нагрузка $P_{н,В} = 70\%$.

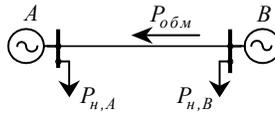


Рис. 16. Схема объединенной энергосистемы

Пусть энергообъединение потеряло 10 % генерации. В таком случае в первый момент аварии

$$\left. \frac{df_*}{dt} \right|_{t=0} = \frac{-\Delta P_*}{T_j} = \frac{-10\%}{10\text{с}} = 1\% \text{с}^{-1}$$

или в герцах $\frac{df}{dt} = 0,5 \text{ Гц} / \text{с}$.

Следовательно, при скорости снижения частоты равной 0,5 Гц / с необходимо отключить 10 % нагрузки, допустим 8 % в системе B и 2 % в системе A. Такое распределение нагрузки приведет к положительному результату, если потеря генерации произошла в системе B.

Создадим такой же дефицит генерации, но в энергосистеме A. До тех пор, пока сохранится в работе межсистемная ЛЭП, энергосистемы будут работать параллельно. Теперь большую долю нагрузки следует отключить в энергосистеме A, но автоматика на это не рассчитана.

Этот простой пример показывает, что производная, являясь дополнительной информацией, не решает проблему полностью, в связи с чем возникают трудности по настройке АЧР, реагирующей на отклонение частоты и ее производную.

Укажем еще одно обстоятельство, затрудняющее реализацию разгрузки по производной. Возмущение ΔP возникает в определенной точке энергосистемы. Его распределение между отдельными станциями происходит обратно пропорционально сопротивлению от точки приложения возмущения до источника генерации. Поэтому каждая электростанция примет на себя определенную долю общего возмущения. В таком случае ускорения роторов генераторов на разных станциях будут разными и говорить о единой величине ускорения энергосистемы нет оснований.

11. Дополнительная разгрузка

Некоторые энергосистемы получают значительную мощность от энергообъединения по межсистемным линиям связи. При отключении этих связей энергосистема становится остродефицитной. Если не принять соответствующих мер, то в отделившейся энергосистеме может возникнуть «лавина частоты».

При значительном дефиците мощности обычная разгрузка может оказаться не эффективной. Во-первых, АЧР начнет действовать с опозданием при снижении частоты до 48,5 Гц, во-вторых, очереди АЧР имеют выдержку времени $t = 0,3 - 0,5$ с, в-третьих, при значительном дефиците активной мощности «лавина частоты» может сопровождаться «лавиной напряжения», когда реле частоты могут работать неправильно.

Эти обстоятельства заставляют производить разгрузку энергосистемы не по факту снижения частоты, а по какому-либо другому параметру, фиксирующему факт «острого дефицита мощности». Дополнительная разгрузка возможна по изменению величины тока по межсистемной линии, изменению величины или направления мощности линии связи (трансформатора связи), отключению линии связи или крупного генератора и т.д. Выбор параметра срабатывания дополнительной разгрузки должен быть обоснован с учетом местных условий.

На рис. 17. показана схема дополнительной разгрузки энергосистемы, работающей параллельно с энергообъединением. Предполагается, что по ЛЭП из энергообъединения в систему поступает значительная мощность (50% и более). В рассматриваемой энергосистеме, кроме обычной разгрузки, следует применять дополнительную, срабатывающую при аварийном отключении ЛЭП.

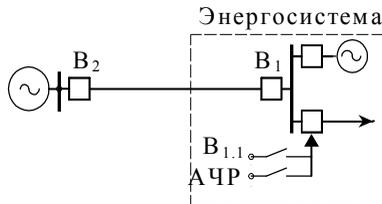


Рис. 17. Схема дополнительной разгрузки

При отключении выключателя V_1 , его блок-контакты $V_{1.1}$ замыкаются и подают сигнал на отключение потребителей. Достоинством дополнительной разгрузки является ее быстрота – потребители отключаются одновременно с отключением межсистемной ЛЭП.

12. Особенности АЧР в объединённых энергосистемах

Под объединённой энергосистемой понимают энергообъединение, состоящее из двух или более отдельных энергосистем. Системы соединены линиями передачи, по которым передаётся мощность из одной системы в другую. Обычно такую мощность называют обменной.

Установленная мощность межсистемных связей может быть достаточно большой. Как правило, это линия передачи напряжением 330 кВ и выше. В тоже время эти линии не рассчитаны на передачу всей мощности одной энергосистемы в соседнюю. Обычно обменная мощность составляет 5-10% от установленной мощности отдельных систем. Поэтому, как правило, эти связи называют “слабыми”. Наличие слабых связей и составляет одну из особенностей энергообъединения, что проявляется и в нормальном и в аварийном режимах.

Рассмотрим этот вопрос для аварийной ситуации с большим дефицитом генерации. На рис.16 представлена схема энергообъединения, состоящая из двух энергосистем **A** и **B**. Между этими энергосистемами установлена межсистемная линия передачи с возможностью передачи обменной мощности $P_{обм}$. Величина и направление обменной мощности зависит от заданного режима диспетчером ОЭС.

В ОЭС установлена автоматика АЧР. Нас интересует специфика настройки частотной разгрузки в рассматриваемом энергообъединении. Возникновение дефицита генерации, например, в энергосистеме **B**, приведёт к снижению частоты в этой энергосистеме.

Будем полагать, что в доаварийном режиме обменная мощность $P_{обм}$ была направлена из системы **A** и систему **B**. В таком случае при аварии обменная мощность возрастет, что может привести к перегрузке межсистемной связи и нарушению устойчивости синхронной работы. Межсистемная линия будет отключена действием релейной защиты, и авария будет развиваться следующим образом. Энергосистема **B** потеряет “помощь” на величину $P_{обм}$, что приведёт к дальнейшему увеличению дефицита генерации в этой энергосистеме. Такое развитие аварии называют каскадным, что должно быть учтено при настройке противоаварийной автоматики.

Дефицитная энергосистема выделяется из ОЭС. Следовательно, автоматика разгрузки должна быть настроена на максимально возможный дефицит генерации в этой энергосистеме. Такая настройка обеспечит запас по отключаемой мощности, а установившееся значение частоты f_j будет находиться в диапазоне $46,5 < f_j < 48,5$ Гц.

Опасной может быть ситуация, когда отключаемых потребителей не хватает для стабилизации частоты, что произойдёт при неправильной оценке дефицита генерации.

В доаварийном режиме по межсистемной линии передачи может передаваться необязательно максимально допустимая обменная мощность. В таком случае возникает неопределённость в значении дефицита генерации в системе **В**. Если до аварии обменная мощность составляла $P_{обм.мах}$, то при отключении межсистемной линии это приведёт к дополнительному дефициту генерации в системе **В**. Если передачи мощности из системы **А** в систему **В** не было, то отключение линии не окажет влияния на работу АЧР. С учётом этих обстоятельств, при настройке АЧР приходится рассчитывать на потерю полной мощности.

Как видим, даже в простейшем энергообъединении по рис.16, возникают дополнительные осложнения в настройке АЧР. В более сложных схемах объединённых энергосистем эта специфика проявляется ещё в большей степени.

Рассмотрим схему сложного энергообъединения на рис.18. В нормальном режиме это объединение работает как единое целое — общая генерация покрывает суммарную нагрузку при частоте 50 Гц. В аварийной ситуации любая отдельная энергосистема или её часть может выйти из синхронизма. Если энергосистема дефицитная, то в ней будет работать АЧР. Проблема заключается в том, как учесть дефицит генерации за счёт потери связей выделенной энергосистемы с основным энергообъединением. Если отделившуюся энергосистему рассчитать по сечению I-I, то получим один вариант развития аварии. Но может произойти разделение на несинхронно работающие части по сечению II-II. Дефицит генерации из-за потери связей с энергообъединением будет другим и это следует учитывать при настройке АЧР.

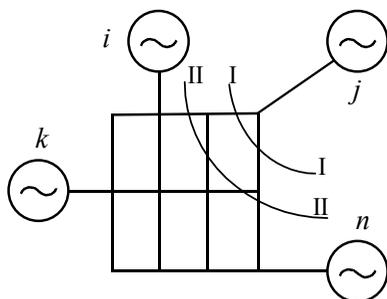


Рис.18. Схема сложного энергообъединения

Из-за неопределённости границы раздела энергосистем на несинхронно работающие части приходится идти на максимально возможный вариант потери “помощи” от соседних энергосистем. В ином случае произойдёт недоотключение потребителей с зависанием частоты за пределами $f_1 - f_n$.

Именно по причине недостаточности объёма отключений потребителей происходили аварии, когда после действия АЧР-I, а затем и АЧР-II, частота зависала на уровне 1,5-2,0 Гц ниже номинальной. Попытки включения выделившейся энергосистемы на параллельную работу с энергообъединением с такой разницей частот приводили только к усложнению ситуации.

Реальным выходом из подобной ситуации является увеличение объёма потребителей, отключаемых действием АЧР-I. Это предложение не означает, что в любой не максимально дефицитной ситуации автоматика произведёт излишние отключения. При менее дефицитных авариях автоматика будет иметь большой запас и срабатывают не все очереди. О переотключении потребителей по этой причине не может быть и речи.

Ещё раз возникает предложение к диспетчеру ОЭС — поскольку в особо тяжёлых ситуациях автоматика может привести к неправильной работе, следует иметь запасной вариант для подъёма частоты на 0,5 – 1,0 Гц.

13. Схемы АЧР

Схемы частотной разгрузки довольно просты, их основу составляют реле частоты, фиксирующее снижение частоты, реле времени и промежуточное реле. На рис. 19 показана одна из возможных схем АЧР, обеспечивающая отключение одной очереди потребителей с запретом действия АПВ.

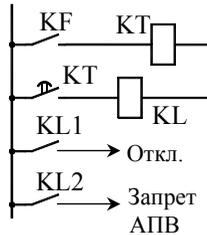


Рис. 19. Схема АЧР

Реле частоты КF настраивается на заданную уставку. При снижении частоты до этого значения реле срабатывает и запускает реле времени КТ. С выдержкой времени через промежуточное реле КL подается сигнал на отключение потребителей. Одновременно реле КL подает запрещающий сигнал на АПВ.

В случае размещения на подстанции нескольких ступеней АЧР отключения потребителей при различных уставках по частоте, необходимо иметь несколько рассмотренных схем АЧР. Возможен и другой вариант, в котором с целью экономии аппаратуры используется одно реле частоты с перенастройкой его на разные частоты. Схема такого варианта показана на рис. 20.

Исходно реле частоты КF настраивается на более высокую уставку по частоте. При срабатывании этого реле запускается реле времени КТ. Мгновенным контактом КТ2 снимается питание с промежуточного реле КL1, которое возвращается с замедлением и через 0,5 с. замыкает цепь реле КL2. Реле КL2 производит отключение потребителей первой очереди. Это же реле контактом КL2.3 перенастраивает реле КF на другую, более низкую, уставку по частоте. После перенастройки реле КF возвращается в исходное положение. При дальнейшем снижении частоты реле КF срабатывает вновь, повторно запуская реле КТ, которое с выдержкой КТ3 включает реле КL3. Это реле производит отключение потребителей второй очереди.

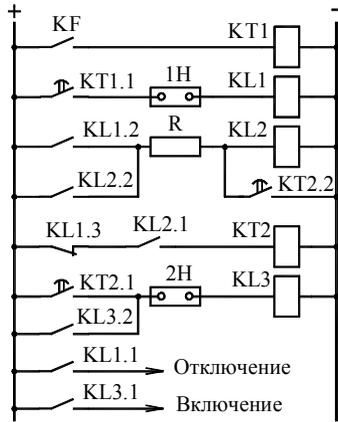


Рис.21. Схема АЧР с ЧАПВ

Для пуска реле KL3 используется проскальзывающий контакт KT2.1. Кратковременный импульс контактов KT2.1 подхватывается самим реле KL3, через контакты KL3.2 это реле самоудерживается. Упорный контакт реле KT2 с выдержкой KT2.2, которая больше выдержки KT2.1 на 1 – 2 с, возвращает схему в исходное положение. Действительно, этот контакт шунтирует обмотку реле KL2, и автоматика возвращается к первоначальному положению.

Используя накладки 1Н и 2Н, схема может быть настроена только на АЧР или АЧР и ЧАПВ и т.д.

Восстановление питания отключенных потребителей следует производить весьма осторожно. Необходимо быть уверенным, что подключение потребителей не приведет к повторному «провалу» частоты. Поэтому операция включения выполняется только тогда, когда частота энергосистемы поднята до уровня 49,5 Гц и даже 49,8 Гц. Повторно могут включаться не все потребители, а только ответственные.

Аварийные ситуации со снижением частоты зачастую сопровождаются снижением напряжения. При значительном уменьшении напряжения реле частоты работает с большой погрешностью, возможен и его отказ. Необходимо стремиться обеспечить достаточное напряжение на реле за счет соответствующей схемы подключения или стабилизатора напряжения с целью исключения неправильного действия автоматики.

14. Исследование переходных процессов на ЭВМ

14.1. Методика моделирования АЧР

Аналитические исследования переходных процессов позволяют раскрыть влияние основных параметров частотной разгрузки на характер снижения частоты, длительность переходного процесса и предельное отклонение частоты при действии АЧР. Главным недостатком аналитических исследований является их ограниченность и приемлемость только для простых моделей объекта, когда переходный процесс описывается дифференциальными уравнениями невысокого порядка. С усложнением модели, вызванным необходимостью учета дополнительных факторов, аналитические исследования становятся громоздкими, а в ряде случаев невыполнимыми.

Более гибким инструментом является ЭВМ. На вычислительной машине можно набрать модель объекта, описываемого уравнениями высокого порядка, и приложить возмущающее воздействие в интересующей точке модели. Изменение параметра в любой точке модели может быть отражено на дисплее и выведено на регистрирующий прибор.

Уместно провести серию тестов с изменением параметров модели. Анализируя характеристики переходных процессов можно сделать заключение о влиянии того или иного параметра на конечный результат эксперимента.

Отметим специфику моделирования энергосистемы. Если в энергосистеме имеется вращающийся резерв, который может быть использован в аварийной ситуации, то агрегаты энергосистемы моделируются с действующими на них регуляторами частоты вращения (см. рис. 2). При отсутствии вращающегося резерва регуляторы частоты вращения будут бездействовать и их моделирование необязательно. Для такого случая модель энергосистемы представлена на рис. 9.

При моделировании на ЭВМ прежде всего составляется структурная схема объекта и записываются уравнения (передаточные функции) всех элементов, входящих в схему. Выбирают параметры элементов: коэффициенты усиления и постоянные времени, которые вводятся в ЭВМ.

Для проведения исследований используются готовые программы, специально разработанные для решения определенного класса задач. Одной из

подобных программ является программа Mathcad. Для ее реализации необходимо назначить на схеме точку приложения «а» исходного воздействия (возмущения) и точку выхода «b», где следует регистрировать переходную характеристику $h(t)$. Между этими точками следует преобразовать схему набора элементов модели и привести ее к виду одного элемента с передаточной функцией $W_{ab}(p)$. Эти преобразования выполняются по известным правилам теории регулирования для последовательного и параллельного соединения элементов, а также с учетом действия обратных связей.

В точке «а» прикладывается единичное возмущение $x(t) = 1(t)$. Изображение этой функции по Лапласу $1(t) \Leftrightarrow \frac{1}{p}$. В таком случае изображение выходного сигнала будет равно $H(p) = \frac{1}{p} W_{ab}(p)$. Переходная характеристика $h(t)$ обратным преобразованием Лапласа

$$h(t) = L^{-1} \left\{ \frac{1}{p} W_{ab}(p) \right\}. \quad (30)$$

Приведение схемы модели к простейшему виду одного элемента является трудоемкой задачей, поэтому очевидно стремление избежать этой стадии решения задачи. Разработаны специальные программы моделирования, не требующие преобразования структурной схемы исследуемого объекта. Одним из известных программных пакетов математического моделирования является Matlab.

Задача исследователя заключается в том, чтобы по заданной структурной схеме исследуемого объекта составить математическую модель с указанием передаточных функций элементов этой модели. Следующим этапом является назначение точек «вход – выход» на модели с приложением заданного воздействия $x(t)$ ко входу модели. Это могут быть единичное, ступенчатое, гармоническое и другие воздействия. Все остальные операции выполняются на ЭВМ по программе Matlab, с изображением переходного процесса $y(t)$ на дисплее. Используя программу Matlab, исследователь освобождается от рутинной работы приведения схемы модели к простейшему виду с одним элементом.

На ЭВМ исследованы переходные процессы снижения частоты при действии АЧР–1. Ниже приводятся результаты этих исследований.

14.2. Влияние числа ступеней АЧР – 1

Недостатки АЧР–1 с малым числом ступеней очевидны из аналитических исследований. Поскольку число ступеней мало, то каждая из них отключает большой объем потребителей. Это может привести к значительному подъему частоты, что особенно заметно на границе стабилизации частот $df/dt \approx 0$.

При малом числе очередей ($n = 3 - 4$) автоматика получается «грубой». В самом принципе заложена возможность перерегулирования, когда предыдущего отключения недостаточно, а последующее отключение приводит к неоправданному повышению частоты. Сказанное иллюстрируется на рис. 22.

Здесь автоматика имеет всего три очереди. При $P_{АЧР} = 45\%$ от мощности энергосистемы каждая очередь отключает 15% потребителей. При дефиците генерации 45% без действия АЧР–1 снижение частоты происходит по кривой 0. При частоте 48,5 Гц срабатывает первая очередь, после чего снижение частоты происходит по кривой 1. При уставке 47,5 Гц работает вторая ступень и частота снижается по кривой 2. После срабатывания третьей очереди (47,0 Гц) частота поднимается до 50 Гц.

Может сложиться впечатление, что автоматика сработала очень хорошо, частота «поднята» почти до номинального уровня. Однако это случайное совпадение. В рассмотренной ситуации при частоте срабатывания $f_{ср.з} = 47,0$ Гц третья очередь из-за погрешности реле могла не сработать. Тогда частота «зависает» на уровне 46,5 Гц.

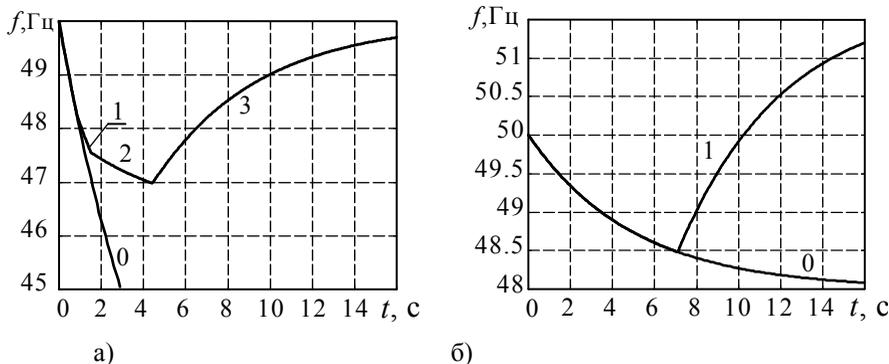


Рис. 22. Снижение частоты при трех очередях АЧР-1

На рис. 22, б показан переходный процесс при дефиците мощности $\Delta P = 8\%$. При этом срабатывает первая очередь при частоте 48,5 Гц и поднимет частоту выше 51 Гц.

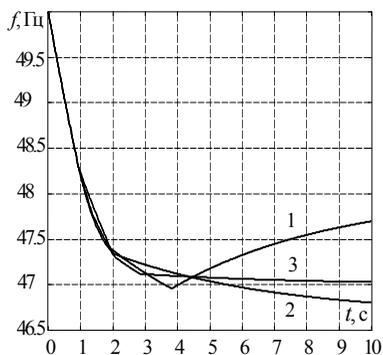
Можно привести множество вариантов с разными сочетаниями дефицитов генерации и уставок АЧР-1, из которых видно, что разгрузка с малым числом очередей работает неудовлетворительно.

На линеаризованной модели число ступеней срабатывания АЧР бесконечно $n = \infty$. В начале действия АЧР снижение частоты происходит по экспоненте

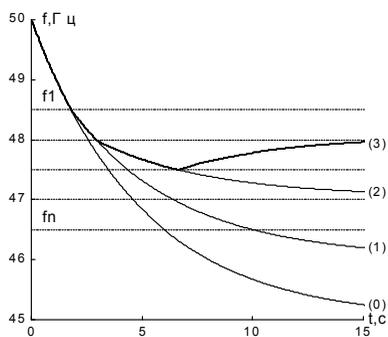
$$\Delta f = \frac{-\Delta P + 2k_n(50 - 48,5)}{k_n + k_p} \left(1 - e^{-t/T_j'} \right). \quad (31)$$

Это идеальный вариант разгрузки, к которому необходимо стремиться при настройке АЧР-1. На ЭВМ были проведены исследования АЧР-1 с большим, но конечным числом очередей. На рис. 23а показано снижение частоты при действии АЧР-1 с числом очередей 3 (кривая 1), 5 (кривая 2) и 10 (кривая 3).

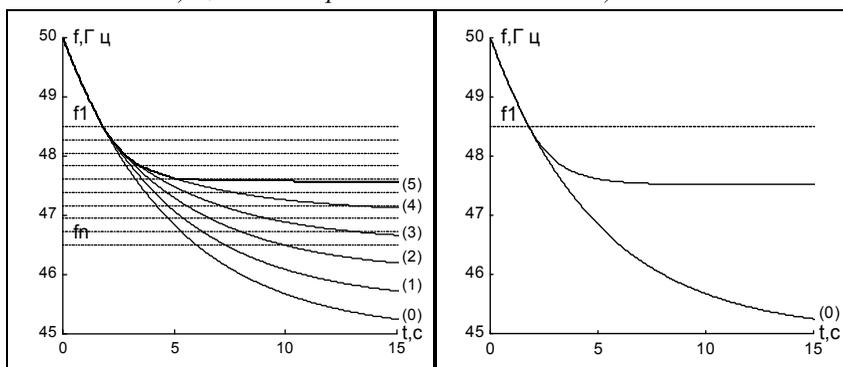
Из рисунка видно, что при $n = 10$ снижение частоты происходит почти по экспоненте, приближаясь к идеальному варианту с числом ступеней $n = \infty$.



а) 3, 5 и 10 очередей



б) $n=3-5$



в) $n=10-15$

г) $n \rightarrow \infty$

Рис. 23. Снижение частоты при действии АЧР с различным числом очередей разгрузки

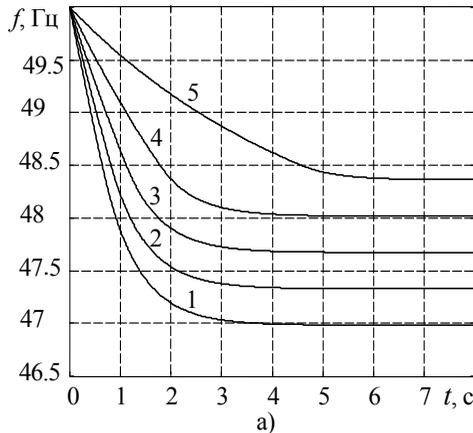
На рис. 23б, 23в, 23г приведены осциллограммы переходного процесса при действии АЧР-I с разным числом ступеней разгрузки, цифрами в скобках обозначены номера очередей: (0) – без АЧР-I, (1) – предполагаемое снижение частоты при действии первой очереди разгрузки, (2) – второй, и т.д. Увеличение числа ступеней благоприятно сказывается на характере переходного процесса. Достаточно удовлетворительные результаты получаются уже при $n=10$.

14.3. Влияние плотности разгрузки k_p .

Плотность разгрузки k_p оказывает существенное влияние на переходный процесс изменения частоты $f(t)$. Во-первых, увеличение плотности разгрузки k_p уменьшает отклонение частоты Δf . При одном и том же дефиците генерации установившееся значение частоты после действия АЧР-1 будет выше, если увеличить плотность разгрузки. Во-вторых, с увеличением плотности разгрузки k_p уменьшается постоянная времени $T_j'' = T_j / (k_n + k_p)$, что свидетельствует о быстром завершении переходного процесса.

Процесс снижения частоты при исходных данных $P_{АЧР-1} = 50\%$, $f_1 = 48,5$ Гц, $f_n = 46,5$ Гц, $n = 20$, $k_p = 12,5$ и разных мощностях ΔP : 1 – 50%, 2 – 40%, 3 – 30%, 4 – 20% и 5 – 10% показан на рис. 24, а.

На рис. 24, б представлен переходный процесс $f(t)$ также при действии АЧР-1, но при других исходных данных: $\Delta P_{АЧР} = 30\%$, $f_1 = 48,5$ Гц, $f_n = 46,5$ Гц, $n = 20$, $k_p = 7,5$. Дефицит мощности ΔP : 1 – 50%, 2 – 40%, 3 – 30%, 4 – 20%, 5 – 10%



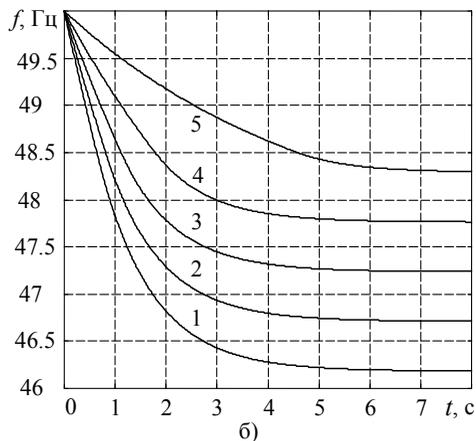


Рис. 24. Изменение частоты в энергосистеме при различной плотности разгрузки

Результаты исследований на ЭВМ иллюстрируют влияние плотности разгрузки на характер переходного процесса $f(t)$. Если не учитывать возможного перерегулирования при высоких плотностях нагрузки k_p , то необходимо всегда стремиться к повышению плотности разгрузки.

Плотность разгрузки k_p оказывает влияние на перерегулирование при действии АЧР-I, особенно при увеличении времени запаздывания в канале АЧР. Этот вопрос рассматривается в следующем разделе.

14.4. Запаздывание в канале отключения нагрузки

Запаздывание в канале отключения потребителей (в канале разгрузки) приводит к усложнению в математическую модель объекта в виде дополнительного элемента с передаточной функцией $W(p) = e^{-\tau p}$. Это оказывает существенное влияние на переходный процесс изменения частоты $f(t)$ при действии АЧР-I. Становится возможным перерегулирование за счет излишнего отключения потребителей.

Этот момент не освещен в литературе. Полное отсутствие исследований в этом направлении приводит к необоснованному введению запаздывания в

канале АЧР–1 в виде выдержки времени, создаваемой с помощью реле времени. Выдержку доводят до 0,3...0,5 с, что недопустимо, поскольку задержка приводит к перерегулированию. Факт перерегулирования объяснялся иными неверными причинами, на основании чего предлагались некорректные решения. Примером этого является так называемая совмещенная разгрузка – подключение потребителей АЧР–2 к некоторым очередям АЧР–1 и наоборот.

Дело конечно не в совмещении очередей АЧР–2 и АЧР–1 . Необходимо выяснить реальную причину перерегулирования и разработать конкретные рекомендации по устранению этого недостатка частотной разгрузки.

Создание линеаризованной математической модели частотной разгрузки позволило разобраться в этом негативном явлении. Без запаздывания математическая модель получается весьма простой и переходный процесс происходит по экспоненте.

При наличии запаздывания процесс усложняется. Отключаются излишние потребители, что приводит к завышению значения частоты. Характер процесса становится колебательным. Направленность действия АЧР–1 (отсутствие включения потребителей при повышении частоты) вносит коррективы в процесс восстановления частоты. После излишнего отключения частота монотонно повышается до своего установившегося значения (см. рис. 11).

Ранее предлагалось элемент с запаздыванием $W(p) = e^{-\tau p}$ создавать на математической модели в виде элемента с передаточной функцией

$$e^{-\tau p} = \frac{1}{1 + \tau p + \frac{\tau^2}{2!} p^2 + \dots + \frac{\tau^n}{n!} p^n} . \quad (32)$$

Представлялось возможным выбрать $n = 4$. В таком случае передаточная функция всей модели между точками «вход – выход» соответствует выражению

$$W(p) = \frac{\frac{\tau^4}{24} p^4 + \frac{\tau^3}{6} p^3 + \frac{\tau^2}{2} p^2 + \tau p + 1}{(T_i p + k_u) \left(\frac{\tau^4}{24} p^4 + \frac{\tau^3}{6} p^3 + \frac{\tau^2}{2} p^2 + \tau p + 1 \right) + k_p} . \quad (33)$$

Здесь точка «входа» соответствует точке приложения возмущения ΔP , а точка «выхода» – это частота энергосистемы.

Характер снижения частоты при действии АЧР–1 зависит от запаздывания и плотности разгрузки k_p . В этой связи эксперимент на модели выполнялся в соответствии со структурной схемой рис. 25. с вариациями $k_p = var$ и $\tau = var$.

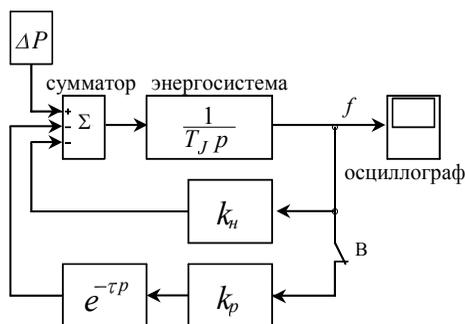


Рис. 25. Схема–модель энергосистемы в программе Simulink

Перейдем к краткому пояснению результатов выполненных экспериментов. В нашем случае входное воздействие отрицательно, $\Delta P < 0$. Следовательно, частота будет снижаться и изображаться в виде кривой ниже нулевой отметки. Привычно переходную характеристику изображать при положительном входном воздействии. Тогда переходная характеристика изображается выше нулевой отметки. Примем это традиционное изображение переходной характеристики, для чего на рисунках выходной сигнал будем изображать со знаком минус.

На рис. 26. показаны переходные характеристики изменения частоты $f(t)$ при разной детализации моделирования элемента с запаздыванием, $\tau = 0,5$ с, $k_p = 15$, $k_n = 2$, $T_J = 10$ с, частота выражена в относительных единицах. В первом случае (рис. 26, а) запаздывание элемента воспроизводилось элементом первого порядка. Далее (рис. 26, б, в) моделирование уточнялось – элемент с запаздыванием моделировался звеном 2–го и 4–го порядков. На рис. 26, г показана переходная характеристика при использовании идеального элемента запаздывания. Из рисунков видно, что более детальное моделирование звена с запаздывани-

ем приводит к выраженной колебательности переходного процесса. Переходные характеристики на рис. 26, в, г практически одинаковы, что свидетельствует о достаточной точности представления элемента с запаздыванием звеном четвертого порядка.

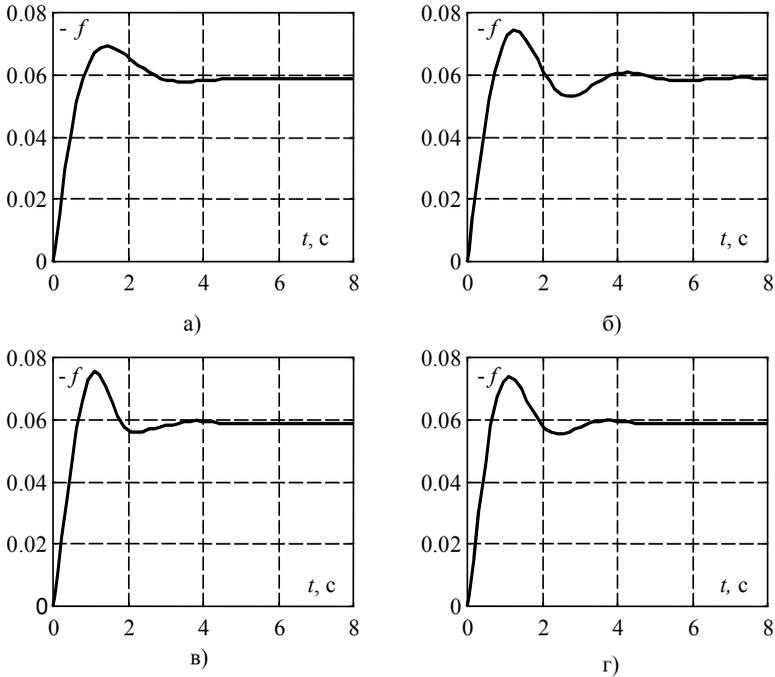


Рис.26. Переходные характеристики энергосистемы и АЧР с непрерывной разгрузкой

На рис. 27. показаны переходные характеристики в зависимости от плотности разгрузки k_p . Запаздывание выбрано в 0,25 с и оставалось постоянным в пределах эксперимента, плотность разгрузки k_p изменялась в диапазоне от 10 до 50. С увеличением плотности разгрузки k_p установившееся отклонение частоты уменьшается, но при этом переходный процесс приобретает колебательный характер, причем с ростом плотности разгрузки k_p колебательность возрастает. Возникновение колебаний при достижении установившегося отклонения частоты в результате действия АЧР свидетельствует о перерегулировании, то есть об отключении нагрузки больше, чем

необходимо для прекращения понижения частоты. Чем выше плотность разгрузки k_p , тем больше перерегулирование. Следовательно, при увеличении плотности разгрузки k_p необходимо уменьшать запаздывание в канале АЧР.

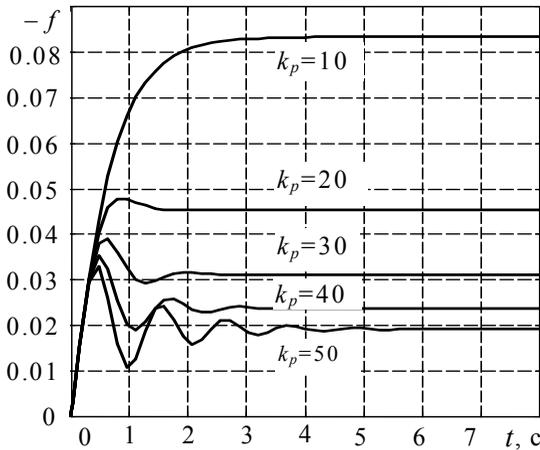


Рис. 27. Переходные характеристики энергосистемы и АЧР с непрерывной разгрузкой при изменении плотности разгрузки

Указанные особенности переходных характеристик объясняются тем, что, как уже отмечалось выше, модель с непрерывной разгрузкой не учитывает одностороннего действия АЧР, действующей только на отключение нагрузки (ЧАПВ здесь не рассматривается), и при повышении частоты нагрузка начинает с запаздыванием включаться. Независимо от запаздывания при отключении нагрузки, модель дает установившееся отклонение частоты, а колебательность процесса свидетельствует о возникновении перерегулирования. Для того, чтобы модель обеспечивала односторонность действия АЧР, используется ключ В, рис. 12. Этот ключ включает канал разгрузки при понижении частоты и отключает его при изменении знака производной частоты с одновременной коррекцией ΔP на величину отключенной нагрузки.

Если принять начало и конец разгрузки при частоте $f_1 = 48,5$ Гц и $f_n = 46,5$ Гц, то весь диапазон составит 2 Гц, т.е. в 4 % от номинальной частоты. К автоматике АЧР-1 присоединится мощность потребителей, равная максималь-

но возможному дефициту генерации. Положим $P_{ав, max} = 30\%$. Тогда $P_{АЧР}$ также равно тридцати процентам. В таком случае плотность разгрузки равна

$$k_p = \frac{\Delta P_{АЧР}}{\Delta f} = \frac{30\%}{4\%} = 7,5.$$

На рис. 28. представлено влияние запаздывания на характер переходного процесса изменение частоты $f(t)$ для $\Delta P = 30\%$, $k_p = 7,5$, $k_n = 2$, $T_J = 10$ с. При такой плотности разгрузки k_p увеличение запаздывания до $\tau = 0,5$ с еще не приводит к перерегулированию. Заметное перерегулирование получается при сравнительно большом запаздывании ($\tau = 1$ с и более). Это вполне очевидно, поскольку перерегулирование зависит не только от значения τ , но и значения k_p .

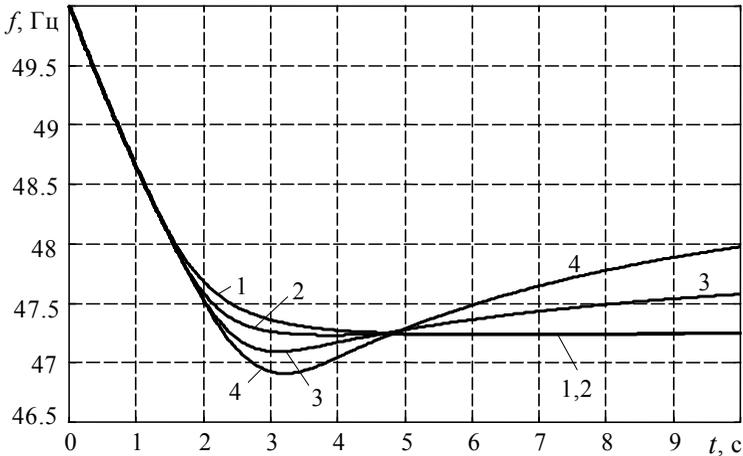


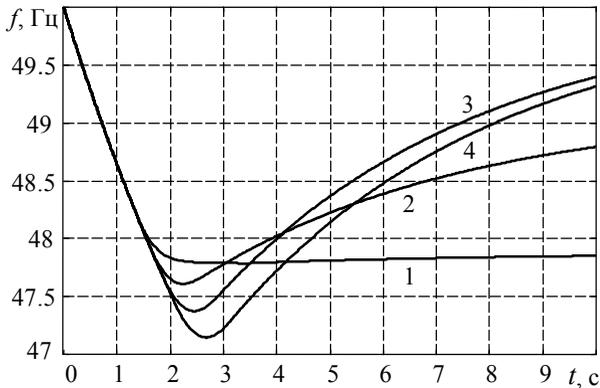
Рис.28. Влияние запаздывания на перерегулирование АЧР–1

- 1 — $\tau = 0,25$ с;
- 2 — $\tau = 0,5$ с;
- 3 — $\tau = 0,75$ с;
- 4 — $\tau = 1,0$ с.

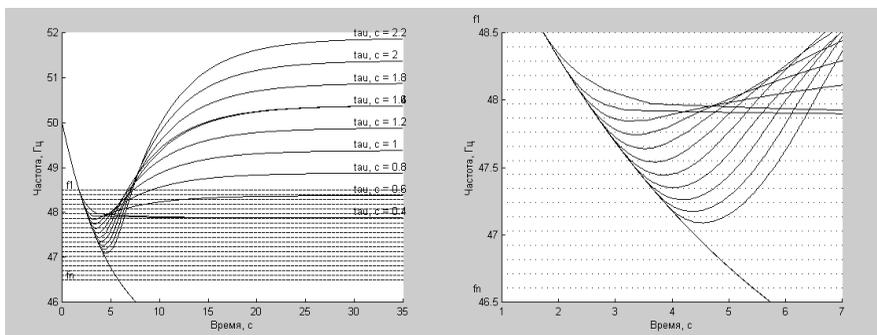
Выше было показано, что желательно повышать плотность разгрузки k_p . Это можно сделать за счет увеличения мощности подведенной под АЧР $P_{АЧР} > P_{ав, max}$ или за счет сокращения частотного диапазона с $f_1 = 48,5$ Гц только до $f_n = 47,5$ Гц. Плотность разгрузки k_p при этом будет равна:

$$k_p = \frac{P_{AЧР}}{\Delta f} = \frac{30\%}{2\%} = 15.$$

На рис. 29а. показаны переходные процессы в энергосистеме при действии АЧР-I для $k_p = 15$, $k_H = 2$, $T_J = 10$ с при возникновении различных дефицитов мощности и при различном запаздывании в канале АЧР. Отсутствие перерегулирования при такой плотности разгрузки k_p и времени запаздывания $\tau = 0,25$ с свидетельствует о допустимости такой разгрузки. Но при увеличении плотности разгрузки $k_p > 15$ наступает перерегулирование, а следовательно, и излишнее отключение потребителей. Увеличение запаздывания до $0,75$ с и более приводит к значительному перерегулированию. При $\Delta P = P_{AЧР}$ такое запаздывание приводит к повышению частоты до 50 Гц, а при $\Delta P < P_{AЧР}$ – к забросу частоты выше 50 Гц.



- а) 1 — $\Delta P = 30\%$, $\tau = 0,25$ с; 2 — $\Delta P = 30\%$, $\tau = 0,5$ с;
 3 — $\Delta P = 20\%$, $\tau = 0,75$ с; 4 — $\Delta P = 20\%$, $\tau = 1,0$ с.



б) τ изменяется от 0 до 2,2с

Рис.29. Изменение частоты в энергосистеме при действии АЧР–I

На рис. 29б приведены графики переходных процессов при разных величинах запаздывания τ . Для наглядности осциллограммы продублированы с изменением масштаба, что позволяет обратить особое внимание на характер переходного процесса в момент минимального снижения частоты. Пунктиром показаны уставки каждой очереди АЧР-I (всего их 20).

Исследованы процессы при больших значениях плотности разгрузки k_p . Они показывают, что такая настройка АЧР недопустима. Для устранения перерегулирования необходимо снижать запаздывание в канале отключения потребителей.

Следует понимать, что время $\tau \leq 0,25$ с получается только из-за запаздывания в срабатывании выключателя и промежуточных элементов. Специальная выдержка времени на реле времени здесь недопустима.

15. АЧР при наличии резерва в энергосистеме

В нормальном режиме агрегаты электростанции работают не всегда с полной нагрузкой. В таком случае они способны при необходимости увеличить свою мощность. Это так называемый вращающийся резерв. Величина его зависит от графика нагрузки и времени суток и может составлять 10 – 15 % и более от номинальной мощности агрегатов.

Резервные агрегаты могут находиться в остановленном состоянии. Под таковыми следует понимать те агрегаты, которые сравнительно быстро смогут быть пущены в ход, синхронизированы с системой и принять на себя нагрузку. Имеются в виду гидрогенераторы, пуск которых занимает 40–80 с, включая самосинхронизацию с энергосистемой, а также гидрогенераторы, работающие в режиме синхронного компенсатора. В аварийной ситуации, сопровождающейся дефицитом генерации, эти гидрогенераторы переводятся в режим с выдачей активной мощности.

Интерес представляет резерв, способный сократить дефицит генерации при работе частотной разгрузки. Время частотной разгрузки сравнительно мало, за 3 – 5 с срабатывают все очереди АЧР–1. Вторая категория АЧР–2 начинает действовать через время $t = 10 - 20$ с от момента снижения частоты до 48,5 Гц, и через время 10 – 15 с заканчивает отключение потребителей. Таким образом, время действия частотной разгрузки занимает 20 – 30 с с начала возникновения аварии. Это приближенная оценка, но она позволяет сделать вывод о том, что только вращающийся резерв может быть использован в течении этого времени.

В аварийной ситуации вращающийся резерв используется по мере снижения частоты, когда регуляторы частоты вращения приходят в действие и увеличивают открытие регулирующего органа турбины. При большом отклонении частоты, имеющим место при действии АЧР, регулятор полностью открывает впуск пара (воды) в турбину, увеличивая тем самым мощность турбины до номинальной.

Принципы моделирования элементов регулятора, турбины и генератора были рассмотрены в пятой главе. Модель агрегата с регулятором частоты и энергосистемы можно упростить. Это не приведет к заметной погрешности исследований, но облегчит набор элементов модели на ЭВМ. Структурная

схема агрегата, работающего в энергосистеме, показана на рис. 30. Математическая модель объекта представлена на рис. 31.

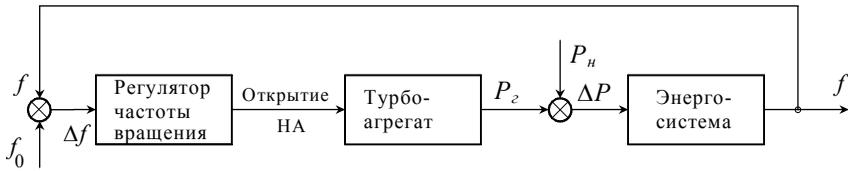


Рис.30. Структурная схема работы турбоагрегата в энергосистеме

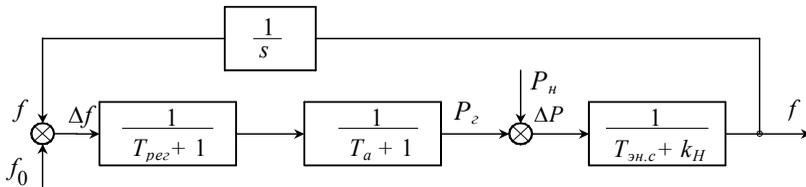


Рис.31. Математическая модель объекта

Здесь регулятор частоты представлен всего одним элементом первого порядка с постоянной времени $T_{рег}$. Аналогичный подход к упрощению использован при моделировании агрегата. Ранее были получены передаточные функции турбины и генератора. Паровая турбина без промежуточного перегрева пара была представлена инерционным элементом. Генератор имеет очень малое запаздывание. Эти обстоятельства дают возможность объединить турбину и генератор и представить их единым элементом с постоянной времени T_a . Энергосистема представлена в виде инерционного элемента. Коэффициент усиления регулятора частоты равен $\frac{1}{\gamma v}$, где γ – остающаяся степень неравномерности, v – коэффициент жесткой обратной связи регулятора частоты. Поскольку $v \cong 1,0$, то коэффициент усиления представим так $k_{рег} = \frac{1}{s}$, где s — статизм регулирования.

При исследовании регулирования на гидроагрегатах необходимо на модели иметь элемент с передаточной функцией гидравлической турбины и учитывать наличие гибкой обратной связи в регуляторе.

Эксперимент проводится следующим образом. На входе блока «энергосистема» создается воздействие ΔP , имитирующее изменение нагрузки энергосистемы. На модели выставляются коэффициенты усиления и постоянные времени в соответствии с исследуемым режимом. Регистрируется сигнал на выходе блока «энергосистема». Этот сигнал определяет собой изменение частоты в системе.

Схема математической модели для исследования переходных процессов при использовании программы Simulink представлена на рис. 32. Результаты исследований показаны на рис. 33.

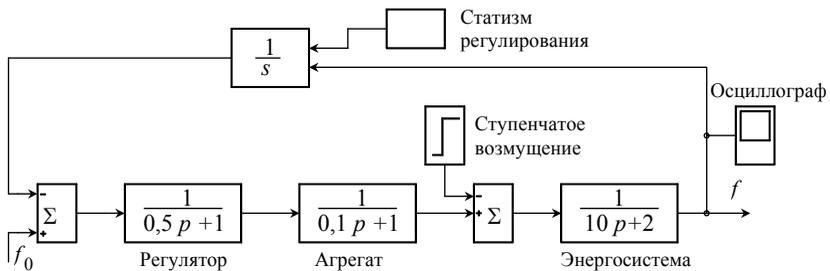


Рис. 32. Схема модели при использовании программы Simulink

Параметры элементов на модели были выбраны следующими: $s = 0,05$, $T_{pez} = 0,5$ с, $k_{pez} = 1$, $T_a = 0,1$ с, $k_a = 1,0$; $T_{э.с} = 10$ с, $k_{э.с} = 1,0$, вращающийся резерв $\Delta P = 10\%$ и наброс нагрузки также $\Delta P = 10\%$.

При ступенчатом увеличении нагрузки частота энергосистемы снижается. Сигнал об этом поступает на вход регулятора, который воздействует на агрегат, устраняя появившееся отклонение. При конечном коэффициенте усиления разомкнутой системы регулирования $k = k_{pez} \cdot k_{Ta} \cdot k_{э.с}$ регулирование получается статическим – увеличение нагрузки уменьшает установившееся значение частоты. В эксперименте дефицит мощности ΔP был небольшим, поэтому изменение частоты $\Delta f_{уст}$ оказалось также незначительно.

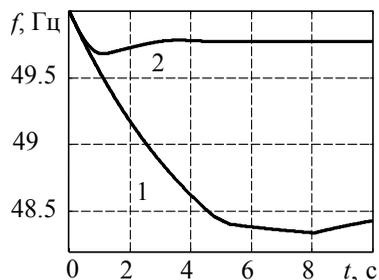


Рис. 33. Снижение и подъем частоты в «тепловой» энергосистеме.

Обратим внимание на начальный характер переходного процесса. В первый момент возмущения нет отклонения частоты, и регулятор бездействует. Снижение частоты происходит по экспоненте с постоянной времени энергосистемы (кривая 1). Только началом действия регулятора частота начинает подниматься, что и демонстрирует кривая 2.

Эксперимент проводился применительно к «тепловой» энергосистеме, состоящей только из турбогенераторов. Поэтому длительность переходного процесса весьма незначительна. Это положительный фактор. Очевидно, что при действии АЧР система регулирования окажет заметное влияние на характер переходного процесса.

На рис. 34. показаны результаты подобного эксперимента для «гидроэнергосистемы», состоящей только из гидроагрегатов. Кривая 1 показывает процесс снижения частоты при отсутствии вращающегося резерва, а кривые 2 и 3 – при наличии $\Delta P = 10\%$ вращающегося резерва и набросе нагрузки в $\Delta P = 10\%$. Постоянная времени регулятора проварьирована: для кривой 2 – $T_{рег} = 10$ с, а для кривой 3 – $T_{рег} = 20$ с.

Система регулирования частоты на ГЭС имеет существенное замедление, о котором говорилось ранее. Следствием этого является медленное «вытягивание» частоты после ступенчатого воздействия ΔP .

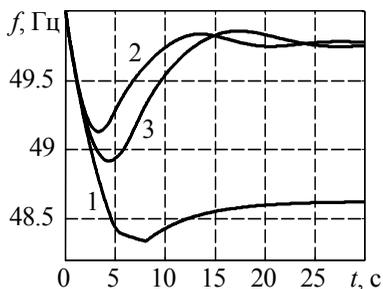


Рис. 34. Снижение и подъем частоты в «гидроэнергосистеме»

На рис. 35. и рис. 36. показаны графики переходного процесса при большом воздействии, обусловленном дефицитом генерации в энергосистеме. Принято, что дефицит генерации, возникший при отключении либо энергоблоков, либо связи с ОЭС, составляет 40 % и равен мощности нагрузки, отключаемой АЧР, а вращающийся резерв составляет 12 %.

На рисунках приняты следующие обозначения. Индексом «1» отмечено снижение частоты при отсутствии АЧР и при отключенном регуляторе частоты. Кривая 2 соответствует изменению частоты при действии только АЧР-1. Кривая 3 получена при совместном действии АЧР и регулятора частоты с ограничением.

Обратим внимание на ограничения возможности системы регулирования в данной ситуации. Если дефицит генерации значительно превышает величину вращающегося резерва, то система регулирования сначала начинает действовать, но вскоре исчерпывает свои ограниченные возможности. Отметим также, что установившееся значение частоты после завершения переходного процесса в «гидроэнергосистеме» выше, чем в чисто «тепловой» энергосистеме. Это объясняется тем, что при значительном замедлении в действии регулятора частоты АЧР отключает больше потребителей в сравнении с «тепловой» энергосистемой. После того как действие регулятора проявится, установившееся значение оказывается выше.

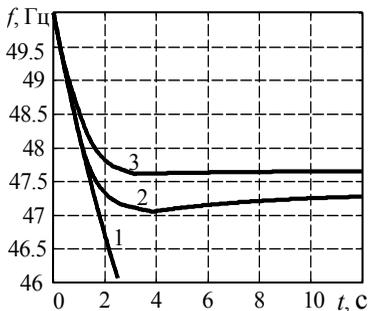


Рис. 35

Рис. 35. Снижение частоты в «тепловой» энергосистеме при АЧР и ограниченном действии регулятора частоты

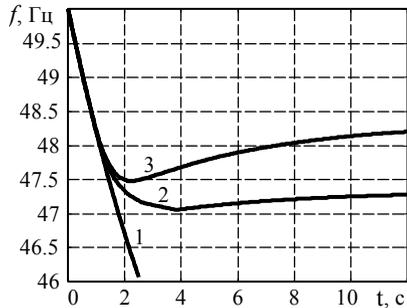


Рис. 36

Рис. 36. Снижение частоты в «гидроэнергосистеме» при АЧР и ограниченном действии регулятора частоты

Сделаем некоторые выводы по результатам экспериментов.

Вращающийся резерв не оказывает радикального влияния на характер переходного процесса при большом дефиците генерации. Это обусловлено небольшой величиной вращающегося резерва и замедленностью системы регулирования частоты.

Переходный процесс при действии АЧР–1 длится всего несколько секунд. За это время генераторы не успевают достаточно изменить свою мощность.

Сделанные выводы не снимают ответственности с диспетчера по мобилизации вращающегося резерва. В аварийной ситуации должны быть введены в действие все остановленные и готовые к пуску генераторы, включая те, которые работали в режиме синхронного компенсатора.

16. Корректировка уставок АЧР

Идея частотной разгрузки весьма проста — отключение части потребителей в случае значительного дефицита генерации в энергосистеме. Основные вопросы, возникающие при разработке противоаварийной автоматики, заключается в следующем — когда (при каком значении частоты) начинать разгрузку, сколько очередей назначить для АЧР-I и АЧР-II, какую мощность потребителей присоединить к каждой очереди и т.д.

За многолетнюю эксплуатацию АЧР эти вопросы решены более или менее удовлетворительно. Сегодня следует говорить лишь о корректировке уставок АЧР, принятой в энергосистемах России.

Для решения этой проблемы мы поступим следующим образом. Примем уставки АЧР-I и АЧР-II, рекомендуемые в [2] за базовые. Затем допустим корректировку той или иной уставки. Если эффект от корректировки будет положительным, то рекомендуем изменение настройки АЧР. При отсутствии эффекта или негативном влиянии следует использовать базовое значение уставки.

Начало действия АЧР-I. За базовое значение рекомендована частота $f_l=48,5$ Гц. В некоторых энергосистемах предлагают повысить значение f_l , т.е. начинать разгрузку раньше базового значения. Выясним эффективность подобного предложения. На рис. 37 показано снижение частоты в энергосистеме при линеаризованной характеристике АЧР-I.

При возмущении ΔP в системе устанавливается частота f_j , а её снижение происходит так — от 50 Гц до точки “а” по экспоненте “0”, а начиная с точки “а” по экспоненте “4”. Если начало действия АЧР-I перенести в точку “а’”, то практически ничего не изменится.

Характеристика “2” теперь пойдёт из точки, соответствующей частоте f_l' , что в конечном итоге чуть-чуть скорректирует суммарную характеристику “3” и, следовательно, установившееся значение f_j' . Постоянная времени T_j'' практически окажется неизменной и переходный процесс пойдёт из точки “а’” по экспоненте “4’”, которая почти совпадает с экспонентой “4”. Без дальнейшей детализации можем утверждать, что повышение частоты f_l на 0,2-0,3 Гц ничего не даёт с точки зрения характера переходного процесса и установившегося значения f_j .

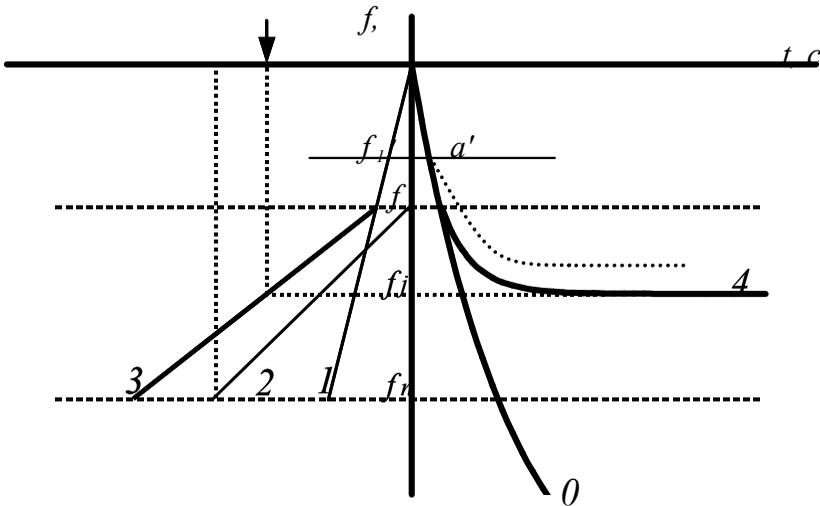


Рис. 37

Если нет дополнительных соображений о переносе f_i до значения $f_i + \Delta f$, то эта акция скорее производит моральное воздействие на разработчика — не ждать, когда частота “провалится”, а начинать действовать раньше. Как показано на рис. 37, это опережение действия АЧР-I ничего не даёт.

Последняя очередь АЧР-I. Предложено закончить действие АЧР-I при $f_n = 46,5$ Гц. В то же время в некоторых энергосистемах рекомендуют повысить это значение до $f_n^* = f_n + \Delta f_n$. Безусловно, повышение f_n до значения, например, 47,0 Гц и выше внесёт свои коррективы и в статику и в динамику снижения частоты при действии АЧР-I.

Здесь важно сохранение принципа настройки АЧР-I — суммарное отключение потребителей должно равняться максимально возможному дефициту генерации $P_{АЧР-I} = P_{деф. max}$. Если уменьшается диапазон $f_i - f_n$ за счёт повышения частоты f_n , то тем самым увеличивается плотность разгрузки k_p . При этом увеличивается частота f_j и уменьшается постоянная времени $T_J'' = T_J / (k_n + k_p)$. В какой-то степени это положительные изменения в характере снижения частоты при действии АЧР-I.

Вопрос в том, допустимо ли повышение плотности разгрузки k_p . Исследования динамики действия АЧР-I показывают, что с увеличением плот-

ности разгрузки k_p возникает перерегулирование в процессе отключения, что особо заметно при плотностях $k_p \geq (20-30)$.

Если $f_l = 48,5$ Гц, $f_n = 47,0$ Гц и $P_{АЧР-I} = (20-30)\%$, то $k_p = \frac{P_{АЧР-I}}{\Delta f} = \frac{(20-30)\%}{3\%} = 7-10$. При этих значениях k_p перерегулирование проявляется слабо и корректировку уставки f_n с $46,5$ Гц до $47,5$ Гц следует приветствовать.

Число очередей АЧР-I. Уместно разгружать энергосистему путём отключения потребителей небольшими порциями. Это предложение приводит к увеличению числа очередей до $n=10-15$. В свою очередь, каждая ступень набирается из ряда потребителей одной или нескольких подстанций.

При увеличении числа очередей возможно их неселективное действие. Из-за погрешности в уставке частотного реле сначала срабатывает последующая очередь, а только затем предыдущая. При отключении малыми порциями это не столь существенно и вполне допустимо.

Уменьшение числа очередей сокращает объём аппаратуры противоаварийной автоматики, что вполне заманчиво. Именно этот аргумент используется в зарубежных энергосистемах для защиты АЧР с малым числом очередей ($n=3-5$).

На границе стабилизации частоты f_j возникает неопределённость в действии следующей очереди. Она может не работать, и частота сети остановится на значении f_j . Из-за погрешности в уставке очередь может сработать и поднять частоту на значение $\Delta f = \Delta P^* / 2k_n$. Так при $n=3$, $k_n=2$ и $P_{АЧР-I} = 30\%$, получим $\Delta f = 2,5$ Гц, что практически недопустимо.

Таким образом, принятая в настоящее время частотная разгрузка с числом очередей $n=10-15$ вполне удовлетворяет поставленным требованиям. Линеаризованная модель с $n=\infty$ используется для теоретических исследований и служит эталоном настройки АЧР-I.

Мощность отключаемых потребителей. В исходном варианте назначают $P_{АЧР-I} = P_{\text{деф. max}}$, где $P_{\text{деф. max}}$ — максимально возможный дефицит генерации в энергосистеме, $P_{АЧР-I}$ — суммарная мощность потребителей, присоединённых к противоаварийной автоматике АЧР-I.

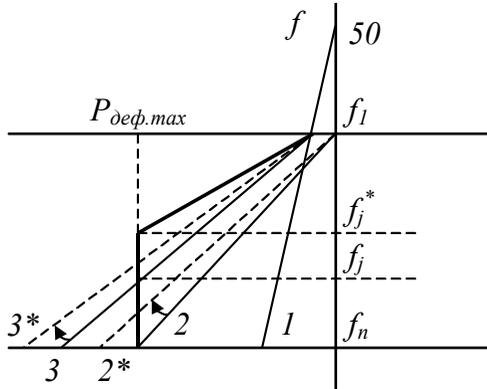


Рис. 38

На рис. 38 показан характер снижения потребления за счёт регулирующего эффекта нагрузки k_n (характеристика “1”) и отключения потребителей действием АЧР-I (характеристика “2”). Суммарное снижение потребления определяется характеристикой “3”. Из рисунка видно, что при $P_{деф.маx}$ срабатывают не все очереди АЧР-I, а только часть, определяемая выражением

$$\frac{f_l - f_j}{f_l - f_n} \cong \frac{k_p}{k_p + k_n}. \quad \text{Так при } k_p=10 \text{ и } k_n=2,0 \text{ получим:} \quad f_l - f_j$$

$= 0,8(f_l - f_n)$. Таким образом, предложенный принцип настройки АЧР-I по отключаемой мощности $P_{АЧР-I} = P_{деф.маx}$ имеет запас очередей, вполне достаточный для подстраховки в случае ошибочной оценки дефицита генерации.

Можно настроить так $P_{АЧР-I} > P_{деф.маx}$, что соответствует характеристике 2*. В свою очередь эта коррекция приведёт к переводу характеристики 3 в 3* и, как следствие, дальнейшему сокращению числа сработавших очередей. Эффект настройки $P_{АЧР-I} > P_{деф.маx}$ приводит к повышению плотности разгрузки k_p за счёт сокращения частотного диапазона, а излишние (запасные) очереди отсекаются за счёт перехода к характеристике, выделенной жирной линией.

Выполненный анализ показывает, что условие $P_{АЧР-I} = P_{деф.маx}$ является наиболее приемлемым вариантом настройки частотной разгрузки по мощности потребителей.

Выдержка времени АЧР-I. Опасаются ложных срабатываний частотных реле противоаварийной автоматики. Кратковременное случайное замы-

кание контактов реле частоты приводит к отключению потребителя. Вводят небольшую выдержку времени Δt в канале отключения нагрузки. За счёт этого отсекаются случайные кратковременные срабатывания (клевки) реле частоты и устраняются ложные отключения потребителей.

За базовый вариант следует принять схему АЧР-I без выдержки времени Δt . Затем оценить “за” и “против” введение Δt . Без задержки Δt процесс снижения частоты происходит по экспоненте I (см. рис.11) с постоянной времени T_j'' . Этот вариант является эталонным.

Запаздывание в отключении потребителей приводит к перерегулированию, т.е. излишнему отключению числа очередей. Суть проблемы и динамика снижения частоты с последующим перерегулированием были рассмотрены в §8. Излишние отключения потребителей оказывают отрицательное влияние на работу всей противоаварийной автоматики, поэтому необходимы определённые меры по устранению этого явления. Радикальной мерой является автоматика без задержки Δt , но при этом возможны ложные отключения потребителей. Исследования на линеаризированной модели показывают, что возможен компромиссный вариант — АЧР-I с небольшой задержкой Δt в пределах 0,1-0,2 с. Эта выдержка позволит отстроится от “клевков” реле частоты и не приводит к существенному перерегулированию.

Возможны другие варианты блокировки неселективных отключений, но они усложняют автоматику и здесь не рассматриваются.

Корректировка настройки АЧР-II. АЧР-II предназначена для подъёма частоты до заданного значения. Это может быть 49,5 или 50 Гц. В объединённой энергосистеме предпочтительнее поднять частоту до 50 Гц с целью синхронизации выделившейся энергосистемы (региона) с основной частью энергообъединения.

В первую очередь следует уменьшить задержку начала действия АЧР-II. Рекомендация задержки на 10-15 с явно завышена и неоправдана. АЧР-I завершает своё действие за 3-4 с, поэтому $t_{АЧР-II}$ должна быть не более 5 с. Сокращение задержки АЧР-II значительно повысит вероятность сохранения частоты в допустимой зоне (см. рис. 1).

Рассмотрим вопрос об уставке АЧР-II по частоте. Предложено настраивать все очереди АЧР-II на единую уставку по частоте $f=48,5$ Гц. Ранее в §6 была показана неоднозначность действия АЧР-II, что обусловлено упрощён-

ным алгоритмом частотной разгрузки. Автоматика действует по разомкнутой схеме управления — командой к действию на отключение является лишь факт снижения частоты ниже уровня 48,5 Гц. Здесь нет слежения за самой частотой, за отклонением фактического значения частоты от заданного уровня, как это делается в замкнутых системах управления. Этим фактом и определяется невысокая точность работы АЧР-II по частоте.

Можно корректировать уставку $t_{АЧР-II} = 48,5 \pm \Delta t$, но это не изменит по существу принцип действия частотной разгрузки. Радикальной мерой может быть только изменение алгоритма АЧР-II. Следует ввести несколько очередей по частоте, по крайней мере, две очереди с уставками по частоте 48,5 и 47,5 Гц и стремиться уменьшить диапазон стабилизации частоты f_j после действия АЧР-I. Если частота f_j будет ниже уставки 47,5 Гц, то будут срабатывать обе очереди. При $f_j > 47,5$ Гц срабатывает только одна очередь АЧР-II. Очередь с уставкой 47,5 Гц отключает потребителей с расчётом подъёма частоты на один герц. За счёт другой очереди следует поднять частоту на полтора герца.

АЧР-II с двумя уставками по частоте улучшит точность подгонки частоты, но и этот вариант далёк от совершенства. Дальнейшее улучшение автоматики по точностным показателям возможно за счёт усложнения алгоритма её действия. Очевидно, это не будет оправдано по технико-экономическим показателям.

Понимая все сложности точной подгонки частоты в послеаварийном режиме только за счёт действия автоматики, следует ориентироваться на дополнительный вариант — подключение диспетчера энергосистемы к этой процедуре. Полагаем, что в любой затруднительной ситуации диспетчер энергосистемы должен иметь возможность подкорректировать частоту энергосистемы на $\pm(0,2-0,3)$ Гц.

17. Влияние снижения частоты на работу релейной защиты

Имеется в виду работа измерительных органов релейной защиты, реагирующих на ток, напряжение, сопротивление и т.д. Уставки этих реле рассчитываются для режима с номинальной частотой 50 Гц. Если частота в сети в аварийной ситуации значительно снижается, то возникает вопрос о возможном отклонении уставок измерительных реле.

Очевидно, зависимость уставки реле от частоты будет определяться принципом действия реле (электромагнитное, индукционное, на элементах вычислительной техники), а также алгоритмом и схемным решением самого реле. В этой связи нельзя говорить о единой зависимости уставок всех видов реле. Уместно проблему рассматривать только на примере отдельных реле, полагая, что для особых случаев читатель сможет рассмотреть проблему самостоятельно.

Электромагнитное реле тока

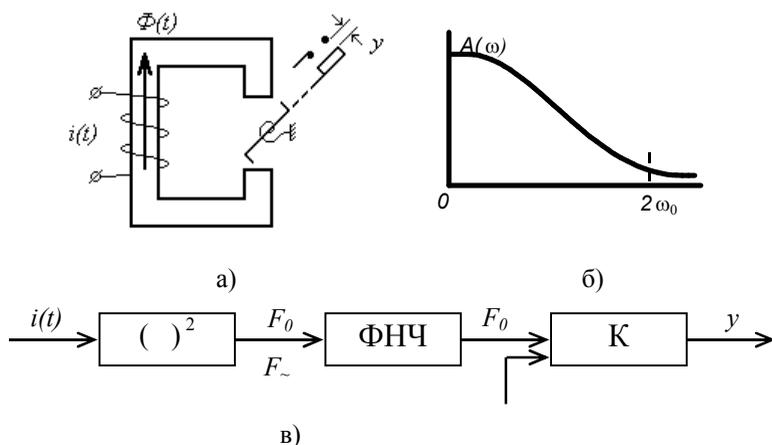


Рис.39. Электромагнитное реле тока (39а), его частотная характеристика (39б) и структурная схема (39в)

Принцип действия реле хорошо известен и проиллюстрирован на рис. 39а. Ток в обмотке $i(t) = I_m \sin \omega t$ создаёт магнитный поток $\Phi(t) = \Phi_m \sin \omega t$, под действием которого поворачивается якорь реле. Рабочее усилие пропорцио-

нально квадрату магнитного потока (тока)

$$F = k I_m^2 \sin^2 \omega t = 0,5 k I_m^2 (1 - \cos 2\omega t) = F_0 + F_{\sim} \quad (34)$$

где k — коэффициент пропорциональности, зависящий от конструктивных особенностей реле,

$F_0 = 0,5 k I_m^2$ и $F_{\sim} = 0,5 k I_m^2 \cos 2\omega t$ — постоянная и переменная составляющие рабочего усилия.

Движение якоря определяется уравнением:

$$m \frac{d^2 y}{dt^2} + n \frac{dy}{dt} + qy = F - F_{np}, \quad (35)$$

где F_{np} — натяжение пружины, определяющее уставку реле,

m, n, q — постоянные коэффициенты,

y — координата перемещения якоря.

Из формулы видно, что усилие F расходуется на ускорение $m \frac{d^2 y}{dt^2}$,

сопротивление движению $n \frac{dy}{dt}$ и дальнейшее натяжение пружины qy .

По этому уравнению можем записать передаточную функцию в виде:

$$W(p) = \frac{y(p)}{\Delta F(p)} = \frac{1}{mp^2 + np + q},$$

а с учётом обозначений $k = \frac{1}{q}$, $\tau_1^2 = \frac{m}{q}$, $\tau_2 = \frac{n}{q}$ привести к традицион-

ному выражению передаточной функции инерционного элемента второго порядка

$$W(p) = \frac{k}{\tau_1^2 p^2 + \tau_2 p + 1}, \quad (36)$$

что соответствует фильтру низких частот. Амплитудная частотная характеристика элемента показана на рис. 39.б. Параметры якоря выбирают таким образом, чтобы якорь почти не реагировал на переменную составляющую F_{\sim} , а его движение определялось только составляющей F_0 .

Структурная схема реле показана на рис. 39.в. Компаратор **К** реагирует на постоянную составляющую рабочего усилия $F_0 = 0,5 k I_m^2 \equiv I^2$, которая не зависит от частоты тока $i(t) = I_m \sin \omega t$, поэтому уставка электромагнитного реле тока не зависит от частоты, и реле правильно работает в режиме снижения

частоты.

Электромагнитное реле напряжения

Принцип и структурная схема реле аналогичны реле тока, поэтому общий анализ поведения этого реле при снижении частоты сети остаётся прежним. Следует только учитывать факт включения реле параллельно к трансформатору напряжения. В таком случае ток в катушке реле определяется величиной напряжения сети и сопротивлением катушки реле. Это сопротивление в основном индуктивное $z \cong jx = i\omega L$. Снижение частоты приведёт к увеличению тока в катушке реле и, следовательно, к увеличению рабочего усилия $F_0 = 0,5 k I_m^2$, что адекватно снижению уставки реле.

Реле с выпрямлением сигнала

Предварительно сигнал $u(t) = U_m \sin \omega t$ выпрямляется, в результате чего на выходе двухполупериодного выпрямителя напряжение можно представить в виде

$$U_{\text{вып}} = \frac{4kU_m}{\pi} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{1 \cdot 3} \cos 2\omega t - \frac{1}{3 \cdot 5} \cos 4\omega t + \dots \right) \quad (37)$$

Это напряжение фильтруется фильтром низких частот, поэтому компаратор реле реагирует только (в основном) на постоянную (низкочастотную) составляющую $U_{\text{пост}} = k'U_m$. Откуда следует, что изменение частоты сети не оказывает влияния на уставку реле.

Индукционное реле

Индукционная система предполагает наличие двух электромагнитов и вращающегося диска. Вращающий момент определяется взаимодействием магнитных потоков Φ_1 и Φ_2 с токами I_1 и I_2 , индуцируемыми в диске реле

$$M_{\text{вр}} = k\Phi_1\Phi_2 \sin(\Phi_1 \hat{\Phi}_1) \quad (38)$$

Если $\Phi_1 = k_1 U$ и $\Phi_2 = k_2 I$, то $M_{\text{вр}} = kUI \sin(\Phi_1 \hat{\Phi}_1)$. Таким образом, вращающий момент пропорционален мощности.

Зависимость уставки реле от частоты сети проявится следующим образом. Магнитный поток $\Phi_1(t)$ индуцирует в диске э.д.с. $e_1(t)$. При синусоидальном магнитном потоке $\Phi_1(t) = \Phi_{m1} \sin \omega t$ э.д.с. определится выражением $e_1(t) = k\omega \cos \omega t$. Таким образом, изменение частоты проявится в величине э.д.с. и тока $i_1(t)$, а следовательно и в уставке срабатывания реле.

Следует иметь в виду и эффект подключения обмотки одного из электромагнитов к трансформатору напряжения. Ток в этой обмотке будет зави-

сеть от частоты сети, что и окажет влияние, в конечном итоге, на уставку срабатывания реле.

Более подробную информацию о характеристиках индукционного реле и зависимости уставки реле от частоты можно найти в специальной литературе.

Реле сопротивления

Реле полного сопротивления реагирует на величину сопротивления, независимо от его аргумента $z_{реле} = |ze^{-j\varphi(t)}| = \left| \frac{\dot{U}}{\dot{I}} \right|$. Модуль напряжения $|\dot{U}|$ и тока $|\dot{I}|$ могут определяться с помощью схемы на выпрямителях. Выше показано, что в таком случае изменение частоты сети не оказывает влияния на уставку реле.

В комплексной плоскости Z характеристика реле полного сопротивления представляется в виде окружности с центром в начале координат и с радиусом $R=z_{уст}$. Реле срабатывает, когда $z_{реле} \leq z_{уст}$.

Смещение характеристики z осуществляют дополнительной обработкой сигналов \dot{U} и \dot{I} , а именно, получают дополнительные комплексные сигналы в соответствии с выражением

$$\dot{A} = \dot{k}_1 \dot{U} + \dot{k}_2 \dot{I}$$

$$\dot{B} = \dot{k}_3 \dot{U} + \dot{k}_4 \dot{I}$$

где \dot{k}_i — комплексные коэффициенты.

Отношение сигналов $W = \dot{A} / \dot{B}$ можно рассматривать как полное сопротивление z_w в комплексной плоскости W . Характеристика срабатывания реле будет представляться в виде окружности с центром в начале координат комплексной плоскости W . При пересчёте в плоскость Z получаем смещённую характеристику (окружность).

Зависимость уставки реле от частоты проявляется в обработке сигналов тока и напряжения на комплексный коэффициент k_i . Этот коэффициент содержит вещественную и мнимую составляющие $\dot{k}_i = k_i' + jk_i''$. В свою очередь мнимая составляющая jk_i'' зависит от частоты сигнала ω .

Для построения реле сопротивления широко используют принцип

сравнения контролируемых величин по фазе

$$z = \frac{U_m e^{+j\varphi_U}}{I_m e^{j\varphi_I}}$$

Срабатывание реле выражается формулой

$$0 \leq \varphi_z \leq \pi$$

Характеристика реле делит комплексную плоскость на две части — зона срабатывания и зона блокировки реле. С помощью нескольких прямых получают многоугольную характеристику реле в комплексной плоскости.

В какой-то степени обработка входных сигналов \dot{U} и \dot{I} , по рассмотренному алгоритму приводит к зависимости уставки реле от частоты сети. Но эта зависимость не столь значительна и не привносит существенной погрешности в работу реле.

Приведённый выше анализ показывает, что возможная зависимость уставки реле тока, напряжения, сопротивления от частоты сети определяется алгоритмом действия реле. Для некоторых реле уставка не зависит от частоты. Ряд реле подвержен влиянию непостоянства частоты сети, однако эта зависимость не столь существенна.

Следует иметь ввиду и ограниченность снижения частоты в аварийных условиях при действии АЧР. Кратковременно частота “проваливается” на 2,5-3,0 Гц, т.е. на 5-6% от номинального значения. При пропорциональном пересчёте этого отклонения в погрешность уставки реле нет особых беспокойств относительно ложного срабатывания релейной защиты.

18. Постоянная времени энергосистемы

Постоянная времени T_J обусловлена инерционностью вращающихся масс турбо- и гидроагрегатов и механизмов нагрузки. В уравнении движения инерционность учитывается моментом инерции J , а именно

$$J \frac{d\omega}{dt} = \Delta M, \quad (39)$$

где $J = GD^2/4$. Здесь G – масса и D – диаметр ротора агрегата.

Из этого уравнения следует, что избыточный момент создает ускорение движения.

Обычно частоту вращения выражают в относительных единицах

$$\frac{\omega - \omega_0}{\omega_0} = \omega_*,$$

где ω_0 – номинальная частота вращения, ω – ее текущее значение. Отсюда следует, что $\frac{d\omega}{dt} = \omega_0 \frac{d\omega_*}{dt}$. Подставляя в уравнение движения, получим

$$J\omega_0 \frac{d\omega_*}{dt} = M_m - M_n = \Delta M. \quad (40)$$

В уравнении (40) избыточный момент ΔM представлен как разность моментов турбины M_m и нагрузки M_n .

Моменты удобно выражать в относительных единицах. Для этого левую и правую части уравнения (40) следует разделить на номинальный момент

$$\frac{J\omega_0}{M_{ном}} \cdot \frac{d\omega_*}{dt} = \frac{\Delta M}{M_{ном}} = \Delta M_*. \quad (41)$$

Выражение $J\omega_0 / M_{ном}$ определяет собой постоянную времени T_J . При этом уравнение движения запишем в форме

$$T_J \frac{d\omega_*}{dt} = \Delta M_*. \quad (42)$$

В справочной литературе для агрегатов приводятся значения T_J , выраженные в секундах.

В уравнении движения (42) произведем преобразования, то есть

$$\frac{J\omega_0^2}{\omega_0 M_{ном}} \cdot \frac{d\omega_*}{dt} = \frac{\omega_0 \Delta M}{\omega_0 M_{ном}}. \quad (43)$$

В таком случае получим

$$T_J \frac{d\omega_*}{dt} = \frac{P_m - P_n}{P_{ном}} = \Delta P_*, \quad (44)$$

где $T_J = J\omega_0^2 / P_{ном}$.

Расчет T_J производится по формуле

$$T_J = \frac{2,74GD^2 n^2 10^{-6}}{P_{ном}}, \quad (45)$$

где GD^2 – маховый момент агрегата, $\text{т}\cdot\text{м}^2$; n – частота вращения об/мин;

$P_{ном}$ – номинальная мощность агрегата, МВт.

Из уравнения движения (43) следует

$$\omega_* = \frac{1}{T_J} \int_0^t \Delta M_* dt. \quad (46)$$

Если $\Delta M_* = 1,0$, то $\omega_* = t / T_J$, и частота вращения, равная единице $\omega_* = 1$, получается при $t = T_J$. Эти выкладки подтверждают определение постоянной T_J – это есть время, в течении которого агрегат переходит из состояния покоя до номинальной частоты вращения при номинальном движущем моменте, что соответствует полному открытию регулирующего органа.

Если момент ΔM_* или мощность ΔP_* отрицательны, то происходит торможение агрегата. Теоретически можно представить такой эксперимент: турбина отключается, а генератор продолжает работать на полную нагрузку, величина которой остается постоянной и независимой от напряжения и частоты вращения. Первое условие можно выполнить, имея на входе нагрузки регулятор напряжения, который поддерживает постоянство напряжения на нагрузке независимо от частоты генератора. Второе условие выполнимо, если

в качестве нагрузки выбрать потребителя нулевой категории, например, потребителя на постоянном токе, мощность которого не зависит от частоты.

Отключение турбины соответствует мгновенному закрытию регулирующего органа турбины, т.е. $P_m = 0$. Начиная с этого момента времени, $\Delta P = -1,0$, при этом будет происходить срабатывание кинетической энергии ротора агрегата и он остановится через время T_J с.

Если в таком эксперименте после отключения турбины на генераторе оставить неполную нагрузку, а только часть ее, например, механизмы собственных нужд агрегата, то в этом случае $|\Delta P_*| < 1,0$ и срабатывание кинетической энергии агрегата будет происходить медленнее, так при $|\Delta P_*| = 0,1$ энергии хватит на 100 с.

Практически сработать кинетическую энергию полностью невозможно — при низкой частоте вращения и малом напряжении генератора не удастся передавать мощность к нагрузке. Однако, в диапазоне скорости вращения от ω_0 до $0,7\omega_0$ это вполне осуществимо.

Формально постоянную времени T_J можно пересчитать к новым базисным условиям, например, к базисной мощности P_6 . Этот пересчет производится по формуле

$$T_{J6} = T_J \frac{P_{ном}}{P_6} \quad (47)$$

Рассмотрим вопрос о постоянной времени энергосистемы. Пусть два агрегата работают параллельно. В этом случае моменты инерции первого J_1 и второго J_2 агрегатов суммируются $J_\Sigma = J_1 + J_2$. Суммарная постоянная времени найдется как

$$T_{J\Sigma} = \frac{J_\Sigma \omega_0^2}{P_\Sigma} = \frac{\omega_0}{P_\Sigma} \left(\frac{T_{J1} P_1}{\omega_0^2} + \frac{T_{J2} P_2}{\omega_0^2} \right) = T_{J1} \frac{P_1}{P_\Sigma} + T_{J2} \frac{P_2}{P_\Sigma}. \quad (48)$$

Возможны различные частные случаи:

1. Положим $P_1 = P_2$ и $T_{J1} = T_{J2}$, тогда $T_\Sigma = T_{J1} = T_{J2}$
2. При $P_1 \neq P_2$, но $T_{J1} = T_{J2}$, имеем $T_\Sigma = T_{J1} = T_{J2}$
3. Если $P_1 = P_2$, но $T_{J1} \neq T_{J2}$, то $T_{J\Sigma} = 0,5(T_{J1} + T_{J2})$

В общем случае $P_1 \neq P_2$ и $T_{J1} \neq T_{J2}$. Положим $T_{J1} = 10$ с, $P_1/P_\Sigma = 0,9$, $T_{J2} = 6$ с, $P_2/P_\Sigma = 0,1$. Тогда имеем $T_{J\Sigma} = 10 \cdot 0,9 + 6 \cdot 0,1 = 9,6$ с.

Отсюда следует, что энергосистема, состоящая из однотипных агрегатов, имеет ту же самую постоянную времени, что и постоянные времени каждого агрегата. Однако, эта постоянная времени рассчитывается относительно суммарной номинальной мощности, т.е. номинальной мощности целой энергосистемы. Таким образом, включение или отключение агрегатов системы не меняет величину постоянной времени, понимая при этом, что каждый раз она рассчитывается по отношению к номинальной мощности работающих агрегатов.

В общем случае постоянная времени энергосистемы получается как средневзвешенная величина, причем параметры мощных агрегатов играют доминирующую роль.

Момент инерции колеса турбины J_m меньше подобного параметра генератора J_g . В расчете постоянной времени агрегата он учитывается как

$$T_J = \frac{(J_T + J_G)\omega_0^2}{P_{ном}}. \quad (49)$$

Механизмы, приводимые во вращение электродвигателями, также запасают кинетическую энергию. Связь генератор–нагрузка можно рассматривать как электрический вал. В таком случае момент инерции этих механизмов следует учитывать в расчете постоянной времени агрегата так же, как учитывается инерционность колеса турбины, соединенного с ротором генератора механическим валом.

При изменении состава агрегатов энергосистемы, а также изменении состава потребителей, постоянная времени энергосистемы меняется. Однако эти изменения невелики и в расчетах частотной разгрузки вполне приемлемо принимать средневзвешенное значение, например $T_J = 10$ с, тем более, что в расчетах АЧР фигурирует постоянная времени $T''_J = T_J / (k_n + k_p)$, практически в десять раз меньшая чем T_J . Усреднение T_J в таком случае не приведет к заметной погрешности расчета динамики снижения частоты.

19. Регулирующий эффект нагрузки

Изменение частоты энергосистемы влияет на производительность большинства потребителей. Не все потребители одинаково реагируют на отклонение частоты, в связи с чем их разделяют на группы, включая в каждую группу потребителей, у которых зависимость потребления от частоты одна и та же.

Нулевая группа. Это потребители, мощность которых не зависит от частоты: осветительная нагрузка, электропечи, электрифицированный транспорт и другие приемники, питаемые через выпрямители. Зависимость потребляемой мощности от частоты для этой группы запишется:

$$P_0 = P_{0ном} \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^0$$

Первая группа. Потребители, мощность которых зависит от частоты в первой степени:

$$P_1 = P_{1ном} \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^1$$

В эту группу входят металлообрабатывающие станки, компрессоры и др.

Вторая группа. Механизмы, мощность которых зависит от квадрата частоты:

$$P_2 = P_{2ном} \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^2$$

Потребители этой группы занимают промежуточное положение между потребителями первой и третьей групп. В чистом виде нет потребителей с квадратичной зависимостью производительности от частоты, но у некоторых из них есть зависимость, близкая к данной.

Третья группа. Зависимость потребляемой мощности определяется кубом частоты:

$$P_3 = P_{3ном} \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^3$$

К этой группе относятся вентиляторы и насосы при небольшой величине статического напора сопротивления.

Четвертая группа. Потребители, мощность которых зависит от частоты в четвертой и выше степени. К этой категории относятся насосы с большим статическим напором сопротивления, например, питательные насосы котлов и др.

$$P_n = P_{n,ном} \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^n,$$

где $n = 4 - 5$.

Приведенные зависимости справедливы при небольших отклонениях частоты. Отметим также, что разделение всех потребителей на пять групп является условным. У ряда потребителей показатель степени не является целым числом, и эти потребители отнесены к ближайшей целой степени условно.

Нагрузка всей энергосистемы определяется потребителями указанных групп, в соответствии с чем

$$P_C = \alpha_0 P_{C,ном} \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^0 + \alpha_1 P_{C,ном} \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^1 + \alpha_2 P_{C,ном} \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^2 + \alpha_3 P_{C,ном} \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^3 + \alpha_4 P_{C,ном} \left(\frac{f}{f_{ном}} \right)^4,$$

где α_i - коэффициент долевого участия потребителей i -й группы.

Найдем изменение потребления при малых отклонениях частоты.

$$\frac{\Delta P_C}{\Delta f} \cong \frac{dP}{df} = P_{C,ном} \left[\alpha_1 \left(\frac{1}{f_{ном}} \right) + 2\alpha_2 \left(\frac{f}{f_{ном}^2} \right) + 3\alpha_3 \left(\frac{f^2}{f_{ном}^3} \right) + 4\alpha_4 \left(\frac{f^3}{f_{ном}^4} \right) \right]$$

Поскольку $f \cong f_{ном}$, то

$$\frac{\Delta P_C}{\Delta f} \cong \frac{P_{C,ном}}{f_{ном}} [\alpha_1 + 2\alpha_2 + 3\alpha_3 + 4\alpha_4]$$

или в относительных единицах

$$\frac{\Delta P_{*C}}{\Delta f_*} \cong \alpha_1 + 2\alpha_2 + 3\alpha_3 + 4\alpha_4 = k_n.$$

Отношение $\Delta P_{*C} / \Delta f_*$ обозначается k_n и называется регулирующим эффектом нагрузки.

Пусть энергосистема имеет следующий состав потребителей: нулевой группы — 20%, первой — 40%, второй — 5%, третьей — 20% и четвертой — 15%. В соответствии с принятыми обозначениями:

$$\alpha_0=0,2; \quad \alpha_1=0,4; \quad \alpha_2=0,05; \quad \alpha_3=0,2; \quad \alpha_4=0,15.$$

Регулирующий эффект нагрузки этой энергосистемы $k_n = 1,7$.

В течение суток состав потребителей энергосистемы меняется: днем осветительная нагрузка в основном отсутствует, а преобладает нагрузка промышленных предприятий, в вечерние часы промышленная нагрузка несколько снижается, а осветительная увеличивается. С изменением состава потребителей изменяется и регулирующий эффект нагрузки. Обычно эти изменения не очень велики. Установлено, что изменение регулирующего эффекта нагрузки в течение суток не выходит за пределы $\pm (10 - 15)\%$.

Для разных энергосистем с характерным для них составом потребителей регулирующий эффект нагрузки различен. Для энергосистем России этот коэффициент равен 1 - 3. Это значит, что при снижении частоты в энергосистемах на 1 % (0,5 Гц), потребление уменьшается на 1 - 3%.

Отсутствие точной информации о фактическом значении регулирующего эффекта нагрузки не может существенно повлиять на настройку АЧР. На установившееся значение частоты при действии АЧР-I оказывает влияние коэффициент $k_\Sigma = k_n + k_p$, где k_p - плотность разгрузки. Поскольку $k_p > k_n$, то неточность в выборе k_n не окажет существенного влияния на процесс разгрузки энергосистемы. С учетом этого обстоятельства можно принимать $k_n = 2,0$.

Литература

1. Окин А.А. Противоаварийная автоматика – М: Издательство МЭИ, 1995.
2. Павлов Г.М., Меркурьев А.Г. Аварийная частотная разгрузка энергосистем, РАО “ЕЭС России”, АО “ГВЦ Энергетики”, 1998.
3. Павлов Г.М., Меркурьев А.Г., Шаргин Ю.М. Автоматическая частотная разгрузка в энергетических системах. Электричество №1, 1999.
4. Павлов Г.М., Меркурьев Г.В. Автоматика энергосистем. РАО “ЕЭС России”, АО “ГВЦ Энергетики”, 2001.
5. Рабинович Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. — М: Энергия, 1980.
6. Совалов С.А., Семёнов В.А. Противоаварийное управление в энергосистемах. — М: Энергоатомиздат, 1988.
7. Современное состояние автоматической частотной разгрузки энергосистем и пути ее совершенствования. Кучеров Ю.Н. и др. Электрические станции №12, 2001.
8. Pavlov G.M. Under Frequency Load Shedding in Power System. Proceedings. Curitiba, Brasil, CIGRE, 1994.

Г.М.Павлов

**АВАРИЙНАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА
ЭНЕРГОСИСТЕМ**

Учебное пособие

Второе издание