

УДК 621.311:65.011.56

## АВАРИЙНАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Докт. техн. наук, проф. ПАВЛОВ Г. М., асп. СПОРЫШЕВ С. В.

*Санкт-Петербургский государственный технический университет*

В энергетических системах возможны аварии с большим дефицитом генерации. По той или иной причине энергосистема теряет генерацию, нагрузка превалирует над ней и происходит значительное снижение частоты. В первую очередь энергосистема должна мобилизовать имеющийся резерв. При недостаточном резерве приходится отключать потребителей, что осуществляется противоаварийной автоматикой АЧР – аварийной частотной разгрузкой.

Существующая автоматика частотной разгрузки достаточно эффективно решает поставленную проблему – АЧР-I приостанавливает дальнейшее снижение частоты, а АЧР-II восстанавливает частоту до заданного уровня.

Разгрузку производят ступенями (очередями) – отключают небольшую порцию потребителей и фиксируют результат отключения. При недостаточном действии очереди срабатывает следующая и т. д.

Возникают вопросы – при каком значении частоты начинать разгрузку, сколько назначить очередей АЧР-I и АЧР-II, какую мощность потребителей присоединить к каждой очереди и др. На рис. 1 показана допустимая зона снижения частоты в аварийных условиях [1] (кривая 1).

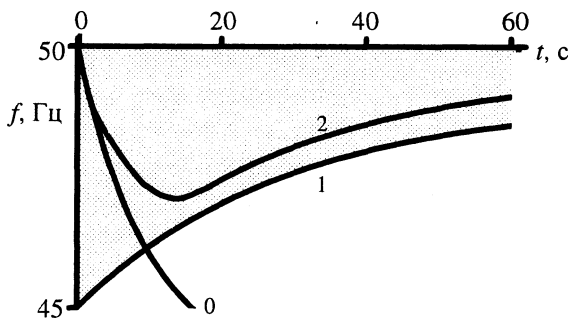


Рис. 1

Возможное аварийное снижение частоты отмечено кривой 0, что свидетельствует о быстром выходе «ситуации» за допустимые пределы. Автоматика должна быть настроена таким образом, чтобы процесс изменения частоты (кривая 2) не выходил за пределы допустимой зоны.

При ступенчатом отключении потребителей автоматика имеет нелинейную характеристику. Анализ подобной системы в статике и динамике весьма затруднителен. Отсутствием такого анализа и обусловлены неоптимальные рекомендации по выбору уставок АЧР.

Для упрощения теоретического анализа в [2] предлагается линеаризация характеристики АЧР-I за счет увеличения числа ступеней до бесконечности  $n = \infty$ . В таком случае при бесконечно малом отклонении частоты производится бесконечно малое отключение потребителей  $dP = k_p df$ , где  $k_p$  – коэффициент плотности разгрузки. Полагая  $k_p = \text{const}$ , получим линейную характеристику  $k_p = \frac{dP}{df} \cong \frac{\Delta P}{\Delta f}$ . В таком случае уравнение энергосистемы с момента возникновения дефицита генерации до начала действия АЧР-I будет выглядеть

$$T_J p \Delta f + k_n \Delta f = \Delta P = P_T - P_n, \quad (1)$$

где  $P_T, P_n$  – мощность генерации и нагрузки соответственно;  $\Delta P$  – дефицит генерации;  $T_J$  – инерционная постоянная времени энергосистемы;  $k_n$  – регулирующий эффект нагрузки по частоте;  $p = d/dt$  – знак дифференцирования.

Мощность и отклонение частоты выражены в относительных единицах.

При частоте  $f_1$  начинает действовать АЧР-I. С учетом действия разгрузки уравнение будет таким

$$T_J p \Delta f + k_n \Delta f + k_p \Delta f = \Delta P - 2k_n(50 - f_1), \quad (2)$$

где  $k_p \Delta f$  – мощность потребителей, отключаемая АЧР-I.

Здесь начальное возмущение  $\Delta P$  скорректировано на величину  $2k_n(50 - f_1)$ , что обусловлено регулирующим эффектом нагрузки.

Учтем  $k_n + k_p = k_\Sigma$ . Тогда уравнение (2) примет вид

$$T_J p \Delta f + k_\Sigma \Delta f = \Delta P - 2k_n(50 - f_1), \quad (3)$$

а снижение частоты при возникновении аварии будет происходить: до действия АЧР-I по экспоненте

$$\Delta f(t) = \frac{\Delta P}{k_n} (1 - e^{-t/T_J'}), \quad (4)$$

где  $T_J' = T_J/k_n$ ;

с начала действия АЧР-I по закону

$$\Delta f(t) = \frac{\Delta P - 2k_n(50 - f_1)}{k_\Sigma} (1 - e^{-t/T_j}), \quad (5)$$

где  $T_j'' = T_j / (k_p + k_n)$ .

На рис. 2 показано построение переходного процесса в энергосистеме при действии АЧР-I. При снижении частоты нагрузка потребителей уменьшается вследствие регулирующего эффекта. Это снижение отмечено на рисунке отрезком прямой 1. Начиная с  $f_1$ , действует АЧР-I. Характеристика автоматики представлена отрезком 2. При срабатывании всех очередей  $f_n$  автоматика отключает объем потребителей, равный максимально возможному дефициту генерации  $P_{\text{деф.макс}}$ , т. е.  $P_{\text{АЧР-I}} = P_{\text{деф.макс}}$ . Рекомендуется некоторый запас, о чем будет сказано ниже.

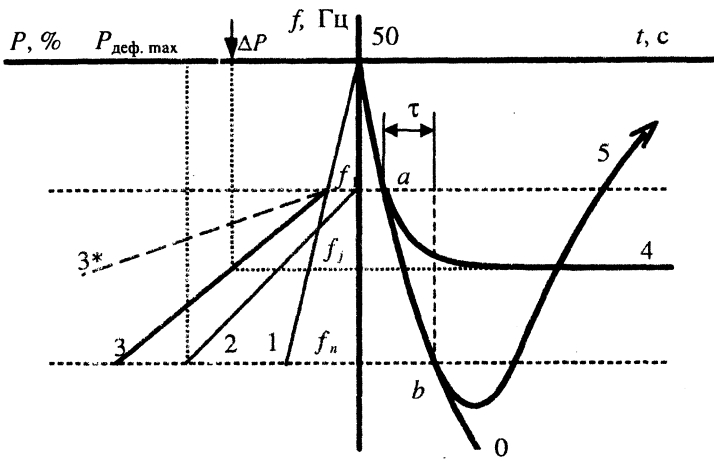


Рис. 2

Линия 3 определяет суммарное снижение нагрузки за счет регулирующего эффекта и действия АЧР.

Пусть в энергосистеме возникла авария с дефицитом  $\Delta P$ . Произойдет снижение частоты и отключение потребителей. При  $f_j$  частота стабилизируется. Ее снижение произойдет от 50 Гц до точки  $a$  по экспоненте 0 (4), а после точки  $a$  по экспоненте 4 (5). Построение переходного процесса при действии АЧР-I получается достаточно простым. Характеристику 4 можно рассматривать как эталонную. К этому результату следует стремиться при настройке АЧР-I. Ступенчатость реальной характеристики АЧР-I привносит отклонение от идеальной кривой 4.

Простота построения переходного процесса не является единственным преимуществом линеаризованной модели АЧР-I. Покажем дополнительные положительные моменты линеаризации.

1. При настройке  $P_{\text{АЧР-I}} = P_{\text{деф.макс}}$  срабатывают не все очереди АЧР-I. Остается некоторый запас по числу очередей.

2. Установившееся значение частоты  $f_j$  зависит от  $k_p$ . Повышая  $k_p$  (линия 3\*), можно повысить  $f_j$ . Характеристику 2 можно сделать нелинейной. Возможные варианты здесь не рассматриваются.

3. На ЭВМ проведены расчеты снижения частоты при действии АЧР-I с конечным числом ступеней. Показано, что при  $n = 15 \dots 20$  результаты практически совпадают с линейной моделью. При малом числе ступеней возможно перерегулирование, когда последняя из действующих ступеней «забрасывает» частоту выше уровня «идеальной» модели (рис. 3).

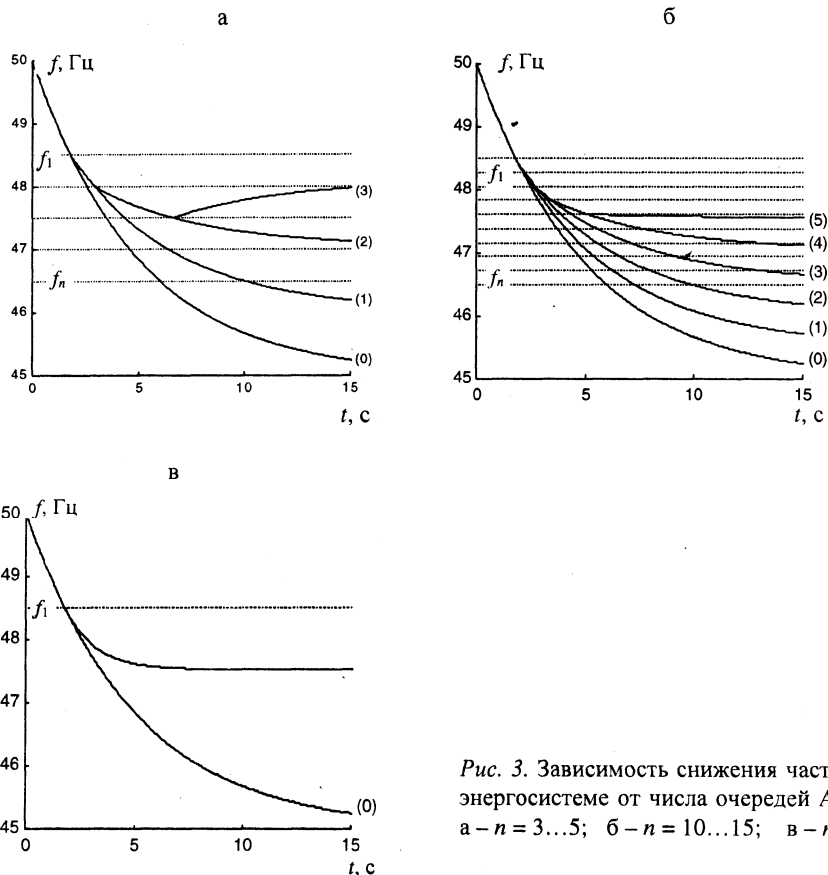


Рис. 3. Зависимость снижения частоты в энергосистеме от числа очередей АЧР-I: а -  $n = 3 \dots 5$ ; б -  $n = 10 \dots 15$ ; в -  $n \rightarrow \infty$

4. Отключение потребителей производят с выдержкой времени  $\tau$ , т. е. после срабатывания частотного реле соответствующей очереди сигнал на отключение подают через реле времени. Покажем возможность перерегулирования за счет задержки в отключении.

Рассмотрим действие первой очереди, которая срабатывает при частоте  $f_1$  в точке  $a$ . Реле времени имеет задержку, благодаря чему отключение потребителя произойдет в точке  $b$ . С запаздыванием на время  $\tau$  будут срабатывать и все последующие очереди. Важно, что ни одна из очередей не проявит своего действия ранее точки  $b$ . Процесс снижения частоты пойдет по экспоненте 0, и, следовательно, работают все очереди.

Без запаздывания достаточно срабатывания  $f_j$  очередей. Характер перерегулирования при задержке  $\tau$  показан на рис. 2 в виде кривой 5.

Величина перерегулирования зависит от  $\tau$  и  $k_p$ . Влияние этих параметров на перерегулирование показано на рис. 4, 5 соответственно.

5. Рекомендовано начинать действие АЧР-II после срабатывания всех очередей АЧР-I. Для этого назначают выдержку времени АЧР-II в 10...15 с. Процесс стабилизации частоты действием АЧР-I и ее подъема за

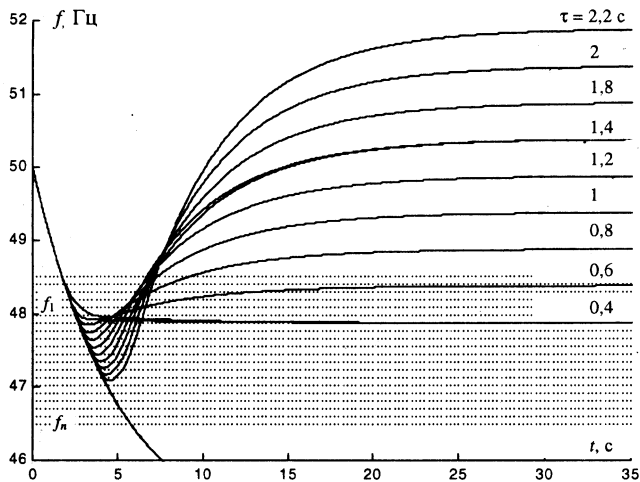


Рис. 4

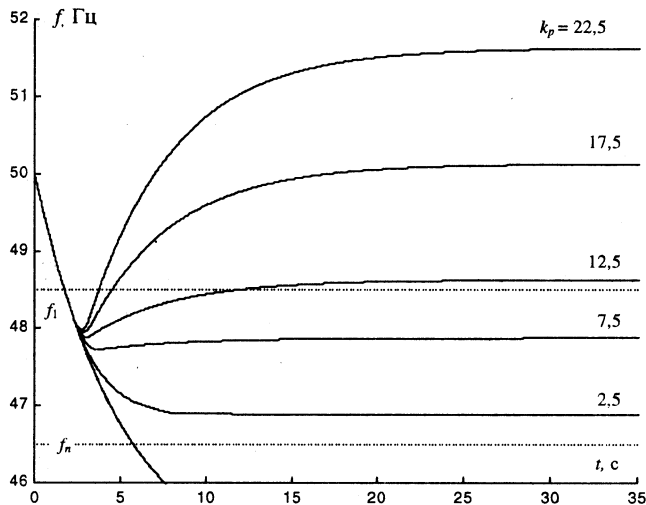


Рис. 5

счет АЧР-II показан на рис. 6. Из рисунка видна излишняя задержка начала действия АЧР-II почти на 10 с. Этот вывод подтверждается и теоретическими исследованиями. Действительно, снижение частоты от точки  $a$  до установившегося значения  $f_j$  происходит по экспоненте с постоянной времени  $T_j''$ . Если  $T = 10$  с и  $k_{\Sigma} = 10$ , то  $T_j'' = T_j/k_{\Sigma} = 1$  с. Длительность переходного процесса по экспоненте оценивают  $t_{пер} \approx 3T$ . В нашем случае  $t_{пер} \approx 3T_j'' = 3$  с. Таким образом, действие АЧР-I завершается за этот промежуток времени и большая задержка в действии АЧР-II не оправдана.

6. Наличие вращающегося резерва в энергосистеме оказывает положительное влияние на характер снижения и восстановления частоты в послеаварийном режиме. Эти процессы исследованы на ЭВМ в соответствии с методикой моделирования энергосистемы по [3]. Первичные регуляторы

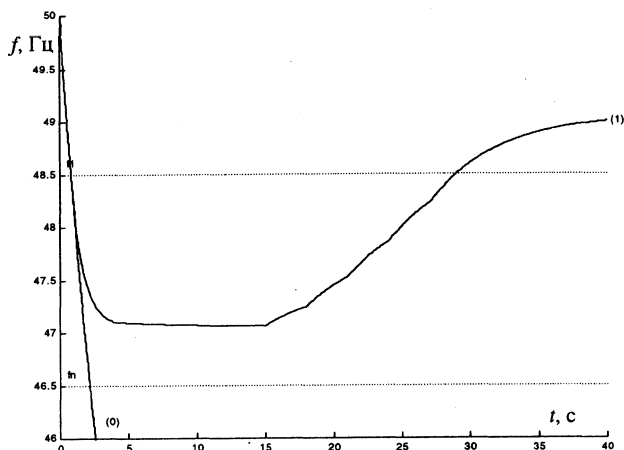


Рис. 6

частоты вращения паровых и гидравлических турбин имеют разное быстродействие. В этой связи отдельно исследовался процесс восстановления частоты в «тепловой» и «гидравлической» энергосистемах (рис. 7).

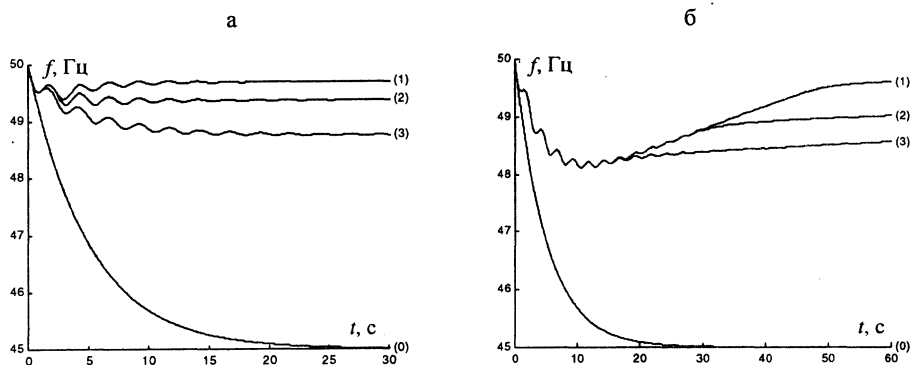


Рис. 7. Регулирование частоты при малых возмущениях: а – «тепловая»; б – «гидравлическая» энергосистемы

Из-за большего быстродействия регулятора частоты вращения паровых турбин вращающийся резерв быстрее реализуется в «тепловой» энергосистеме. В гидроэнергосистеме из-за медленного действия регулятора частоты вращения процесс использования вращающегося резерва затягивается и в меньшей степени оказывает влияние на процесс работы АЧР.

### ВЫВОД

Для исследования переходных процессов при частотной разгрузке энергосистем предложена линеаризованная модель АЧР. Модель упрощает построение графика снижения частоты и выявляет влияние того или иного параметра автоматики на характер переходного процесса.

Исследования на линеаризованной модели и ЭВМ показывают, что параметры АЧР должны быть скорректированы. Это обеспечит поддержание частоты энергосистемы в допустимой зоне при всех возможных аварийных ситуациях.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. С о в а л о в С. А., С е м е н о в В. А. Противоаварийное управление в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
2. P a v l o v G. M. Under frequency load shedding in Power System: Proceeding. Brasil: CIGRE, 1994.
3. П а в л о в Г. М., М е р к у р ь е в Г. В. Автоматика энергосистем. РАО «ЕЭС РОССИИ». – СПб., 2001.

Представлена кафедрой  
электрических станций и автоматизации  
энергетических систем

Поступила 4.11.2002

УДК 621.311.017

### **ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ И АЛГОРИТМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ И АНАЛИЗА ОПТИМАЛЬНЫХ УРОВНЕЙ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 6–20 кВ**

**Канд. техн. наук, доц. ФУРСАНОВ М. И., асп. МАКАРЕВИЧ В. В.**

*Белорусский национальный технический университет*

Разработанные авторами теоретические и алгоритмические концепции предназначены для определения оптимальных уровней технических потерь электроэнергии (ЭЭ) в электрических сетях 6–20 кВ на основе детерминированных исходных данных в условиях массовых расчетов потерь. Они позволяют определять и анализировать три значения суммарных технических потерь ЭЭ в сети – фактические (при существующей нагрузке сети), минимальные и оптимальные по критерию минимума стоимости передачи электроэнергии  $C_n$  [1].

Полные потери электроэнергии  $\Delta W$  в схеме отдельной распределительной линии (РЛ) 6–20 кВ определяются в виде суммы трех составляющих – нагрузочных (переменных) потерь в линейных  $\Delta W_{\text{лн}}$  и трансформаторных  $\Delta W_{\text{тн}}$  ветвях, а также условно-постоянных потерь холостого хода в стали трансформаторов  $\Delta W_{\text{тх}}$ , вычисляемых по каталожным данным:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{лн}} + \Delta W_{\text{тн}} + \Delta W_{\text{тх}} . \quad (1)$$