

В.В. Сенько

**ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ.
ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ**

Учебное пособие

Министерство образования и науки Российской Федерации
Тольяттинский государственный университет
Электротехнический факультет
Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

В.В. Сенько

**ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ
ПРОЦЕССЫ. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ**

Учебное пособие

Второе издание

Тольятти
ТГУ
2011

УДК (621.31) (075.8)
ББК 31.27-05
С31

Рецензент:

кандидат технических наук, доцент
Тольяттинского государственного университета *В.А. Шаповалов*.

С31 Сенько, В.В. Электромеханические переходные процессы. Динамическая устойчивость : учеб. пособие / В.В. Сенько. — 2-е изд. — Тольятти : ТГУ, 2011. — 44 с.

В пособии рассмотрены вопросы анализа и моделирования электромеханических переходных процессов систем электроснабжения (СЭС), общие вопросы сохранения динамической устойчивости (ДУ) электропередачи при включении и отключении цепи ЛЭП, при коротких замыканиях в СЭС и действиях противоаварийной автоматики.

В учебном пособии описаны правило площадей и метод последовательных интервалов, используемые для анализа ДУ. Приведены методики расчета предельного угла и времени отключения аварии в электрической системе. Рассмотрены вопросы анализа динамической устойчивости двигательной нагрузки. Дано описание причин возникновения, мер предотвращения и ликвидации лавинных процессов в сложных электроэнергетических системах.

Предназначено для студентов специальностей 140211 «Электроснабжение», 140610 «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений» и подготовки магистров по направлениям 140600.68 «Электротехника, электромеханика и электротехнологии», 140400.68 «Электроэнергетика и электротехника» для углубленного изучения дисциплины «Устойчивость систем электроснабжения».

Рекомендовано к изданию научно-методическим советом Тольяттинского государственного университета.

© Тольяттинский государственный университет, 2008
© В.В. Сенько, 2008

Введение

Большими возмущениями в энергосистеме являются возмущения, вызванные либо резкими изменениями конфигурации системы, либо резким уменьшением параметров основных элементов, входящих в эту систему (короткие замыкания, внезапное отключение одной цепи, системные аварии и т. п.).

После внезапного нарушения режима в энергосистеме могут возникать качания синхронных машин. При неблагоприятных условиях размах колебаний может оказаться настолько большим, что отдельные агрегаты или целые блоки электрической станции могут выпасть из синхронизма.

В данном учебном пособии рассмотрен ряд вопросов:

- анализ и моделирование электромеханических переходных процессов систем электроснабжения (СЭС);
- анализ динамической устойчивости двигательной нагрузки;
- причины возникновения, меры предотвращения и ликвидации лавинных процессов в сложных электроэнергетических системах.

1. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ СТАНЦИИ, РАБОТАЮЩЕЙ НА ШИНУ БЕСКОНЕЧНОЙ МОЩНОСТИ

1.1. Динамическая устойчивость при отключении цепи двухцепной линии

Система динамически устойчива, если, получив начальное возмущение конечной величины, она вернется к старому или перейдет к новому устойчивому режиму, сохранив синхронность вращения всех своих машин.

Часто это явление сопровождается изменением конфигурации СЭС, а также изменением параметров СЭС (сопротивления электропередачи, мощности нагрузок и т. п.).

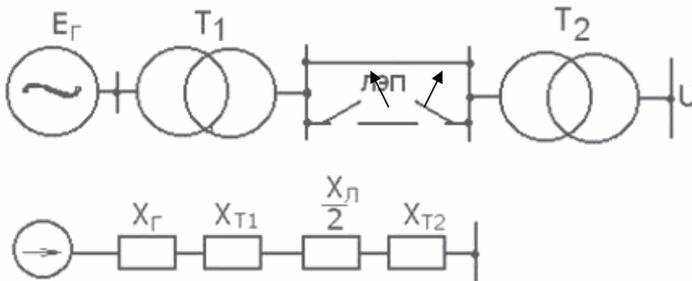


Рис. 1. Схема замещения электропередачи (доаварийного режима)

$$X_{CI} = X_G + X_{T1} + \frac{X_L}{2} + X_{T2} \quad \text{— до отключения цепи;}$$

$$X_{CII} = X_G + X_{T1} + X_L + X_{T2} \quad \text{— после отключения цепи.}$$

Угловые характеристики электропередачи:

$$P = \frac{E \cdot U}{X_{CI}} \sin \delta; \quad P = \frac{E \cdot U}{X_{CII}} \sin \delta.$$

В нормальном режиме отдаваемая генератором мощность и угол между E и U обозначим соответственно P_0 и δ_0 . В момент аварии в связи с изменением конфигурации схемы происходит переход с одной угловой характеристики на другую. Вследствие большой инерции ротора угол δ мгновенно измениться не может, поэтому отдаваемая генератором

мощность уменьшается до значения (P_0), определяемого углом δ_0 на кривой II. При этом мощность первичных двигателей электростанции вследствие запаздывания регуляторов турбин останется неизменной и равной P_0 .

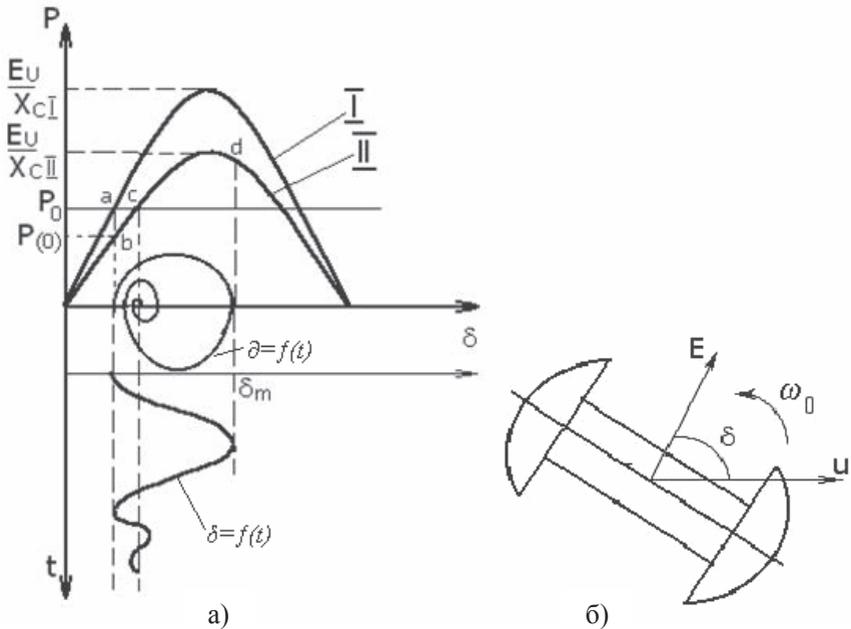


Рис. 2. Угловая характеристика при динамической устойчивости генератора (а); векторная диаграмма нормального режима работы электропередачи (б)

В результате на валу машины возникнет некоторый избыточный момент с ускоряющим характером, обусловленный избытком мощности $\Delta P_{(0)} = P_0 - P_{(0)}$.

Под влиянием этого избыточного (ускоряющего) момента ротор машины начинает ускоряться, увеличивая угол δ . И появляется относительное ускорение:

$$v = \omega_e - W_0 - \text{относительная скорость вращения } E.$$

Возникновение ускорения v приводит к увеличению δ , а в угловой характеристике мощности генератора при отключенной цепи ЛЭП рабочая точка будет перемещаться по новой угловой характеристике по направлению к точке С (новая точка равновесия системы).

При этом P_r начинает увеличиваться, однако вплоть до точки С мощность турбины P_0 все еще превышает P_r и избыточный момент продолжает сохранять свой знак, благодаря чему угол δ продолжает увеличиваться.

Рассмотрим режим в точке C :

$$P_{\text{турбины}} = P_0 = P_{Г2}.$$

Однако ускорения υ в этой точке достигнет наибольшего значения, поэтому ротор проходит эту точку по инерции. При дальнейшем увеличении $P_r > P_0$ избыточный момент меняет свой знак, ускорение υ уменьшается, а избыточный момент приобретает тормозящий характер и в точке d избыточный момент равен нулю. В этой точке d вектор E будет вращаться с той же угловой скоростью, что и вектор U , и угол между ними не будет возрастать, где $\delta = \delta_m$, он достигнет своего максимального значения, называемого предельным углом выбега генератора. После нескольких последовательных колебаний устанавливается режим с прежним значением передаваемой мощности P_0 и новым $\delta_{уст}$ (точка c). Таким образом, можно говорить о динамической устойчивости электропередачи после отключения цепи. На рис. 3 показан случай, когда в аварийном режиме отсутствует площадка ускорения, а система выпадает из синхронизма.

Если аварийная угловая характеристика не создает площади ускорения (рис. 3), то динамическая устойчивость сохранена не будет, а генератор выпадает из синхронизма.

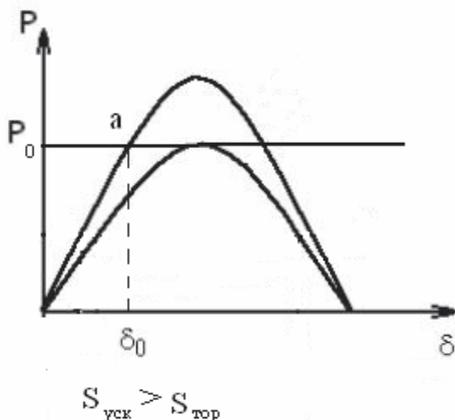


Рис. 3. Случай выпадения генератора из синхронизма

1.2. Анализ динамической устойчивости при включении цепи

В случае включения цепи линии площадка ускорения выступает в роли «стабилизирующей» энергии, а площадка торможения — «возмущающей».

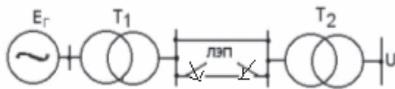


Рис. 4. Исходный режим

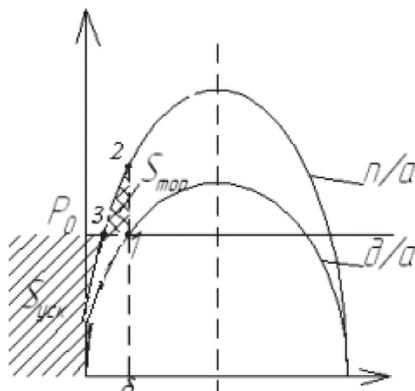


Рис. 5. Угловая характеристика динамической устойчивости при включении цепи

При включении цепи двухцепной линии аварийная угловая характеристика лежит выше доаварийной. Площадка стабилизирующей энергии больше возникающей, а устойчивость сохраняется:

$$S_{\text{стаб}}(S_{\text{уск}}) > S_{\text{возм}}(S_{\text{тор}}).$$

1.3. Правило площадей при работе станции на шины бесконечной мощности

Приведенные на рис. 6 угловые характеристики дают возможность определить максимальное отклонение угла ротора и установить, сохранит ли система устойчивость при больших возмущениях. В процессе движения от δ_0 до $\delta_{\text{уст}}$ генератор запасает в маховой массе ротора избыточную кинетическую энергию ускорения, отвечающую избыточной мощности с ускоряющим характером $\Delta P = P_0 - P_r$. Эту энергию можно определить как выполненную работу ускорения:

$$A_{\text{уск}} = \int_{\delta_0}^{\delta_{\text{уст}}} \Delta M \cdot d\delta = \frac{1}{\omega_0} \int_{\delta_0}^{\delta_{\text{уст}}} (P_0 - P_r) \cdot d\delta = \frac{S_{\text{abc}}}{\omega_0},$$

где $S_{\text{авс}}$ — площадка ускорения.

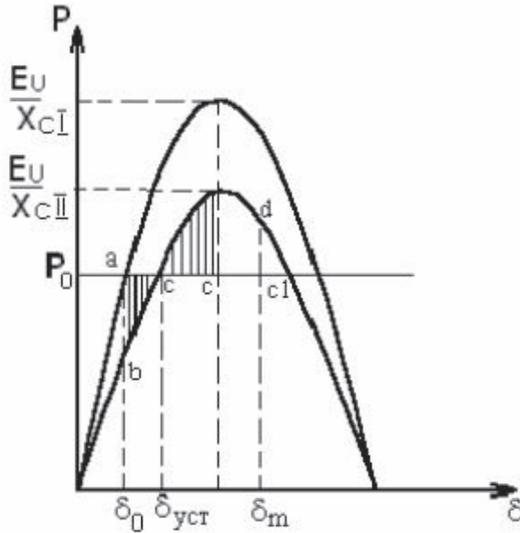


Рис. 6. Угловые характеристики генератора

Соответственно в процессе движения от $\delta_{уст}$ до δ_m ротор будет возвращать накопленную энергию в виде работы торможения:

$$A_{ТОРМ} = \int_{\delta_{уст}}^{\delta_T} \Delta M \cdot d\delta = \frac{1}{\omega_0} \int_{\delta_{уст}}^{\delta_T} (P_{\Gamma} - P_0) \cdot d\delta = \frac{S_{cde}}{\omega_0}.$$

В момент времени, когда вся запасенная ротором избыточная энергия будет израсходована, т. е. когда работа торможения $A_{ТОРМ}$ уравновесит $A_{УСК}$, ускорение $v = 0$. В этот момент ротор остановится в своем относительном движении, а угол достигнет предельного значения $\delta = \delta_{пр. выб.}$. Таким образом, предельный угол выбега ротора можно определить, графически построив одинаковые площадки ускорения и торможения:

$$\begin{aligned} A_{УСК} + A_{ТОРМ} &= 0; \\ S_{авс} + S_{cde} &= 0. \end{aligned}$$

Максимально возможная площадка торможения будет равна:

$$A_{ТОРМ \text{ тах}} = \int_{\delta_{уст}}^{\delta_{КР}} \Delta M \cdot d\delta = \frac{1}{\omega_0} \int_{\delta_{уст}}^{\delta_{КР}} (P_{\Gamma} - P_0) \cdot d\delta = \frac{S'_{cdc}}{\omega_0}.$$

При этом оставшая часть площадки торможения (на рис. 6 она не заштрихована) будет характеризовать запас динамической устойчивости. Коэффициент запаса:

$$K_{\text{зап}} = \frac{S'_{\text{abc}}}{S_{\text{abc}}}.$$

В случае если площадка ускорения будет меньше площадки ускорения $S_{abc} < S'_{cde}$, то система будет динамически устойчива. На сравнении этих работ в виде площадок и основывается правило площадей, широко используемое для анализа динамической устойчивости.

Вопросы для самоконтроля

1. Дайте определение динамической устойчивости электрической системы.
2. Какие параметры системы оказывают влияние на динамическую устойчивость?
3. Каким образом используется правило площадей для анализа ДУ?
4. Как оценить запас динамической устойчивости?

2. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ СИСТЕМЫ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ В СЭС

2.1. Схемы замещения при коротких замыканиях

При воздействии несимметричных коротких замыканий (КЗ) в обмотке генератора в общем случае протекают токи прямой, обратной и нулевой последовательностей. При этом токи нулевой последовательности создают в фазных обмотках генератора магнитные поля одного направления. Такие поля через ротор замыкаться не могут, следовательно, являясь полями рассеивания статора, электромагнитного момента они создавать не будут, и воздействия их на динамику генератора не будет. Токи обратной последовательности, протекающие в обмотках статора, создают результирующее магнитное поле, которое вращается с синхронной скоростью в направлении, обратном вращению ротора. Взаимодействуя с ротором, эти поля создают электромагнитный момент двойной частоты, а результирующее влияние этого момента на конечном интервале времени равно нулю.

Таким образом, при построении угловых характеристик можно сделать допущение, при котором токи нулевой и обратной последовательности не учитываются и будут определяться только токами прямой последовательности, возникающими в генераторе.

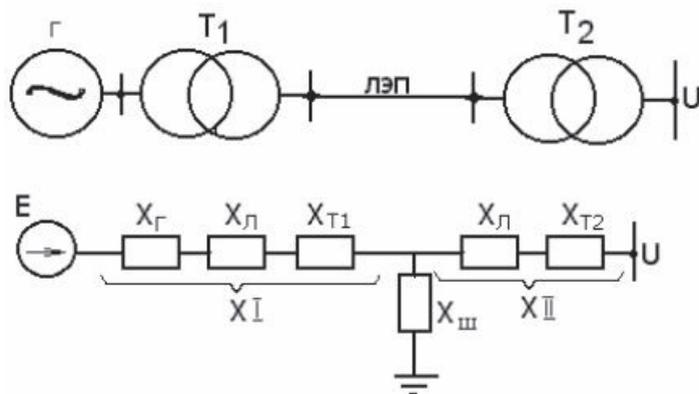


Рис. 7. Схема замещения аварийного режима

2.2. Аварийные угловые характеристики

Для расчета аварийной угловой характеристики необходимо использовать схему замещения, в которой в генераторе протекает ток прямой последовательности. Комплексная схема замещения аварийного режима представлена на рис. 7 и включает дополнительное сопротивление шунта $X_{ш}$, которое состоит из схем обратной и нулевой последовательности.

Пренебрегая активным сопротивлением шунта и пользуясь правилом эквивалентности прямой последовательности, находим:

$$1\text{ф. КЗ: } X_{ш}^{(1)} = X_{0\Sigma} + X_{2\Sigma};$$

$$2\text{ф. КЗ: } X_{ш}^{(2)} = X_{2\Sigma};$$

$$2\text{ф. КЗ на землю: } X_{ш}^{(1,1)} = X_{0\Sigma} // X_{2\Sigma};$$

$$3\text{ф. КЗ: } X_{ш} = 0;$$

$$X_{1,2}^n = X_1 + X_2 + \frac{X_1 + X_2}{X_{ш}^n};$$

$$X_{ш}^{(1)} > X_{ш}^{(2)} > X_{ш}^{(1,1)} > X_{ш}^{(3)} = 0.$$

Угловые аварийные характеристики:

$$P^n = \frac{E \cdot U}{X_{1,2}^n} \sin \delta;$$

$$X_{1,2} < X_{1,2}^{(1)} < X_{1,2}^{(2)} < X_{1,2}^{(1,1)} < X_{1,2}^{(3)} = \infty.$$

С точки зрения сохранения динамической устойчивости самый тяжелый вид аварий – трехфазное КЗ, а самый легкий – однофазное.

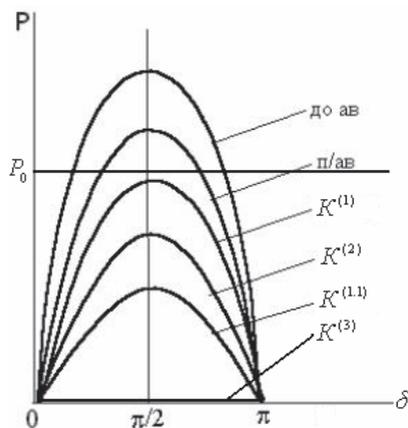


Рис. 8. Аварийные угловые характеристики

2.3. Правило площадей для случая трехфазного КЗ

По правилу площадей можно качественно оценить динамическую устойчивость работы генератора:

$$\cos \delta_{\text{пр.откл}} = \frac{P_0 \cdot (\delta_{\text{кр}} - \delta_0) + P_{\tau 2} \cdot \cos \delta_{\text{кр}}}{P_{\tau 2}}$$

где $P_{\text{пр.откл}} = 0$ – предельный угол отключения аварии (трехфазного КЗ).

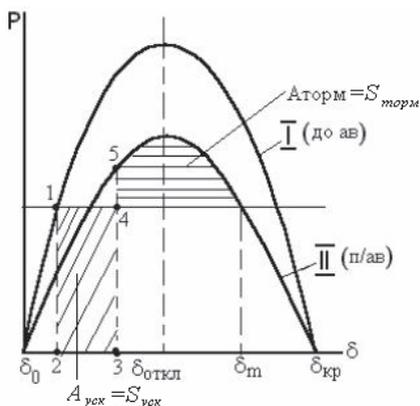


Рис. 9. Правило площадей для случая трехфазного КЗ

2.4. Сложные аварии

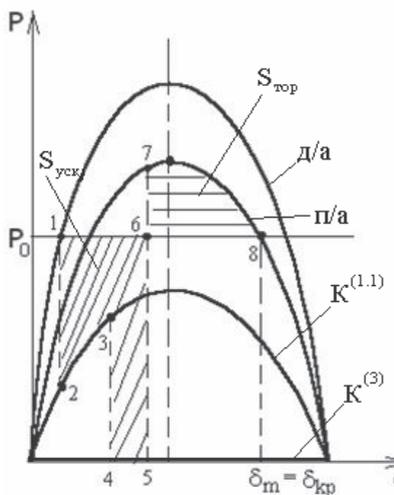


Рис. 10. Правило площадей для случая сложной аварии

Под сложной аварией понимают переход из одного аварийного процесса в другой. Рассмотрим систему при ходе аварии:

$$Д / а \xrightarrow{\delta_0} K^{(1.1)} \xrightarrow{\delta_4} K^{(3)} \rightarrow П / а.$$

$\begin{matrix} & & P_{ав}^{(1.1)} & & P_{ав} \end{matrix}$

Так как $S_{уск} > S_{тор}$, то по правилу площадей система динамически не устойчива.

2.5. Метод последовательных интервалов

Этот метод представляет собой способ численного решения дифференциальных уравнений, описывающих переходные процессы ЭЭС, и является наиболее общим методом практического анализа электро-механических переходных процессов во времени.

Преимуществом этого метода является то, что он позволяет ввести в расчет такие факторы, которые зависят от времени. Возникающий избыточный момент сообщает ротору некоторое ускорение α :

$$\alpha = \frac{\Delta M}{T_j} = \frac{\Delta P}{T_j} \text{ (в о.е.)},$$

где ΔM и ΔP – соответственно избыточный момент и мощность, возникающая при аварии;

T_j – постоянная инерции генератора (значения лежат в пределах $T_j = 3-12$ секунд).

Физический смысл T_j – это время, в течение которого генератор может работать с номинальной мощностью за счет механической энергии, запасенной во вращающемся роторе.

Ускорение в этом уравнении представляет собой вторую производную от угла по времени.

$$\alpha = \frac{d^2\delta}{dt^2}. \tag{2.1}$$

Величина ΔP – это разность между мощностью первичного двигателя и мощностью генератора, отдаваемой в сеть.

$$\Delta P = P_0 - P_m \times \sin\delta,$$

где P_m – максимальная мощность, соответствующая угловым характеристикам в данный момент времени (доаварийного, аварийного, послеаварийного)

$$\alpha = \frac{1}{T_j} (P_0 - P_m \cdot \sin \delta) = \frac{d^2 \delta}{dt^2}. \quad (2.2)$$

Решение этого уравнения в форме $\delta = f(t)$ дает общую картину изменения угла во времени и позволяет установить, находится ли генератор в синхронизме после аварийного возмущения. Общего решения уравнение (2.2) не имеет, поэтому его решают методом последовательных интервалов. По этому методу весь процесс качания машины разбивается на ряд небольших интервалов времени Δt и для каждого из них последовательно вычисляются приближенные значения приращения $\Delta \delta$. В момент КЗ отдаваемая генератором мощность падает и возникает некоторый избыток мощности $P(o)$. Для достаточно малого интервала Δt можно принять $P(o) = const$, тогда уравнение (2.2) на этом интервале является линейным и легко решается, причем в качестве начального условия каждого нового интервала следует брать значения конца предыдущего интервала.

Приращение скорости машины в течение первого интервала:

$$\Delta v_I = \alpha_0 \cdot \Delta t;$$

приращение угла:
$$\Delta \delta_I = \alpha_0 \frac{\Delta t^2}{2}.$$

Относительная скорость машины в момент аварии (КЗ) равна нулю. Поэтому относительная скорость $v(I)$ в конце первого интервала будет равна приращению скорости в течение этого интервала:

$$v_{(I)} = \Delta v_{(I)}.$$

Ускорение вычисляем по формуле

$$a = \frac{\Delta M}{T_j} = \frac{\Delta P}{T_j},$$

следовательно, и угол, и время в радианах будут равны:

$$\Delta \delta = \frac{\Delta v_{(I)}^2 \cdot \Delta P(0)}{T_j^2 \cdot 2}.$$

В практических расчетах используем:

$$\Delta \delta(\text{Градусах}) = \frac{360 \cdot f \cdot \Delta \delta(\text{рад})}{\omega_0};$$

$$t_0(\text{сек}) = \frac{t(\text{рад})}{\omega_0},$$

тогда

$$\Delta\delta_1 = \frac{360 \cdot f \cdot \Delta t^2 \cdot \Delta P(0)}{2T_j}. \quad (2.3)$$

Абсолютное значение угла в конце первого интервала можно найти:

$$\delta_{(1)} = \delta_{(0)} + \Delta\delta_{(1)}.$$

Для нового угла можно определить мощность на втором интервале:

$$\Delta P_{(1)} = P_0 - P_m \cdot \sin \delta_{(1)}. \quad (2.4)$$

Формулы (2.3) и (2.4) носят итерационный характер. Повторив расчеты несколько раз, можно построить зависимость $\delta = f(t)$.

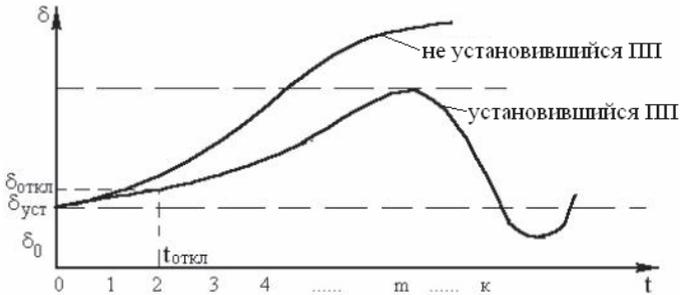


Рис. 11. Ход переходного процесса во времени

Для расчета предельного времени отключения аварии необходимо:

1. С помощью правила площадей определить предельный угол отключения аварии.
2. С помощью метода последовательных интервалов по характеристике $\delta = f(t)$ определить $t_{откл}$.

Вопросы для самоконтроля

1. Какой вид аварии наиболее опасен?
2. Как построить аварийные угловые характеристики при различных видах КЗ?
3. Как найти предельный угол отключения аварии?
4. Опишите алгоритм метода последовательных интервалов для анализа динамической устойчивости.

3. СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Повышению динамической устойчивости системы способствуют все мероприятия, которые повышают статическую устойчивость:

- 1) уменьшение сопротивления электропередачи;
- 2) увеличение мощности генерирующих источников;
- 3) соблюдение баланса мощностей (активной и реактивной) в ЭЭС.

Увеличение постоянной инерции T_j генератора. Чем больше T_j , тем медленнее нарастает угол во времени, и поэтому остается больше времени для ликвидации аварии. Однако турбогенераторы выпускаются серийно, поэтому T_j как правило, не удается увеличить, а гидрогенераторы делаются мелкими сериями и на заказ (например, Жигулевская ГЭС имеет параметры $X_d = 0,5$, $X'_d = 0,19$, $T_j = 16$ с).

Электрическое (электродинамическое) торможение (ЭТ) – способ сохранения динамической устойчивости ЭС путем гашения части избыточной кинетической энергии за счет подключения специальных нагрузочных резисторов (НР). Электрическое торможение. В доаварийном режиме выключатель В2 отключается, В1 – включается, а в случае аварии – наоборот, что обеспечивает нагрузку генератора на доаварийном уровне. Поэтому генератор не разгоняется, а в случае успешного АПВ линии может втянуться в синхронизм. Такой способ эффективен в случае, если мощность приемной системы велика по сравнению с мощностью передающей станции.

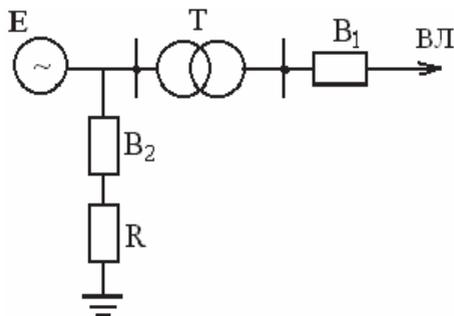


Рис. 12. Электрическое торможение

Существуют два способа включения НР: последовательно (рис. 13а) и параллельное (рис. 13б). Эффект от последовательного включения зависит от значения токов, протекающих по НР, от параллельного – от уровня напряжения на НР и близости места КЗ к генератору. Последовательное включение НР возможно со стороны нейтрали обмотки генератора.

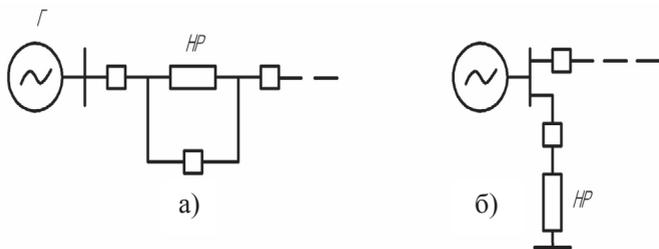


Рис. 13. Последовательное (а) и параллельное (б) включение нагрузочных резисторов (НР)

Специальное устройство автоматического регулирования мощности турбины (АРМТ).

$R_0 = \text{var}$. Обычные регуляторы турбин из-за наличия механических потерь во всех звеньях не успевают «отслеживать» изменения электрической мощности генератора, возникающей при авариях. Поэтому необходимо использовать специальные регуляторы. Кроме того, при качаниях регуляторы не реагируют на изменение скорости и поэтому клапаны турбины (паровой) или направляющий аппарат гидрогенератора остаются почти неподвижными.

И даже если предпринять возможность осуществления быстрого закрытия или впуска энергоносителя, то уменьшение мощности все равно не было бы столь быстрым. Это связано с явлением гидравлического удара для гидрогенератора, а в паровой турбине связано с расширением пара в паровых объемах между регуляционным клапаном и первым рядом сопел.

Быстрое изменение мощности турбины может привести к ее механическому повреждению. В качестве одного из основных средств в повышении динамической стойкости можно применить заземление нейтралей силовых трансформаторов (рис. 14).

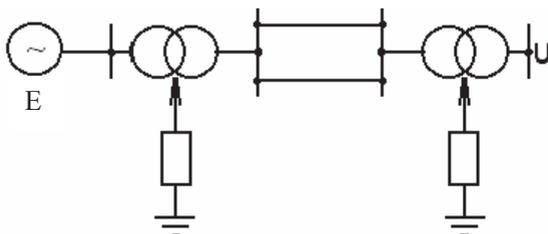


Рис. 14. Заземление нейтралей трансформаторов

В результате происходит увеличение сопротивления аварийного шунта за счет $R_{0\Sigma}$, вводимого в комплексную схему замещения, что

приводит к уменьшению отбора мощности во время КЗ и, в свою очередь, повышает динамическую устойчивость электропередачи.

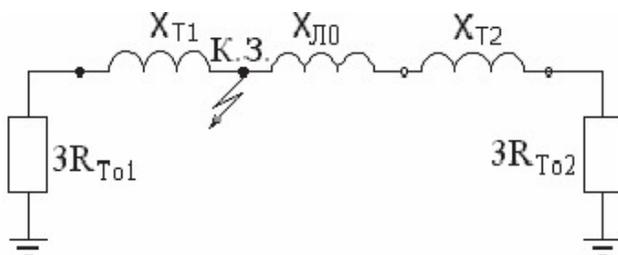


Рис. 15. Схема замещения нулевой последовательности

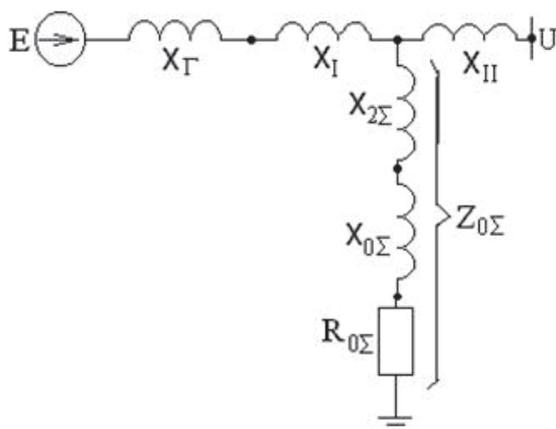


Рис. 16. Комплексная схема замещения при 1ф. КЗ

Для увеличения запаса ДУ необходимо увеличивать быстродействие выключателей. Чем быстрее отключить поврежденный участок, тем меньше площадка ускорения и тем легче восстановить устойчивость.

Общесистемные мероприятия повышения ДУ:

- а) разделение системы;
- б) увеличение генерируемого резерва;
- с) регулирование частоты с помощью систем группового управления агрегатами ГЭС;
- д) отключение части генераторов;
- е) отключение части шунтирующих реакторов;
- ф) автоматическая разгрузка, т. е. отключение части потребителей в зависимости от уровня частоты, и другие противоаварийные мероприятия.

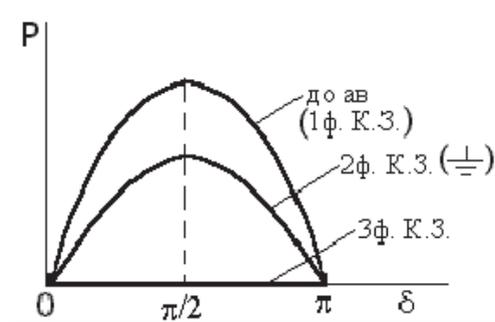


Рис. 17. Предельно допустимое значение передаваемой мощности

3.1. Параметры генераторов и их влияния на ДУ

Относительное значение переходного индуктивного сопротивления генераторов в общем индуктивном сопротивлении системы не является определяющим.

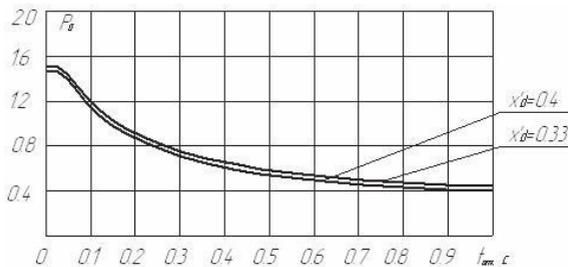


Рис. 18. Влияние переходного индуктивного сопротивления генератора на предел передаваемой мощности

Поэтому, как следует из рис. 18, где указаны предельные значения передаваемой мощности в зависимости от времени отключения КЗ, изменение этого сопротивления лишь в ограниченной степени оказывает влияние на динамическую устойчивость.

Существенным параметром генераторов с точки зрения динамической устойчивости является момент инерции $GD^2/4$ или пропорциональная ему постоянная инерции, с:

$$T_J = \frac{2.74GD^2n^2}{S_{\text{баз}}} 10^{-3},$$

номинальное значение, которой указывается при $S_{\text{ааc}} = S_{\text{ин}}$.

Если обратиться к случаю работы станции на шины неизменного напряжения, то предельное значение угла отключения поврежденной цепи $\delta_{i\delta\epsilon}$, определяемое равенством площадок ускорения и максимальной возможной площадки торможения, не зависит от постоянной инерции \dot{O}_J . Однако предельное время отключения $t_{i\delta\epsilon}$ при данном предельном угле $\delta_{i\delta\epsilon}$ оказывается тем большим, чем больше постоянная инерции \dot{O}_J .

Увеличение постоянной инерции уменьшает относительное ускорение ротора генератора, а следовательно, увеличивает время $t_{i\delta\epsilon}$, в течение которого достигается предельный угол $\delta_{i\delta\epsilon}$. Увеличение \dot{O}_J при данном $t_{i\delta\epsilon}$ позволяет отключить КЗ при меньших значениях угла ротора генератора, что увеличивает в конечном счете предельно допустимое значение передаваемой мощности (рис. 19а). Как видно из рис. 19б, увеличение постоянной инерции гидрогенератора вдвое, по сравнению с ее нормальным значением, повышает стоимость генератора лишь на 20%.

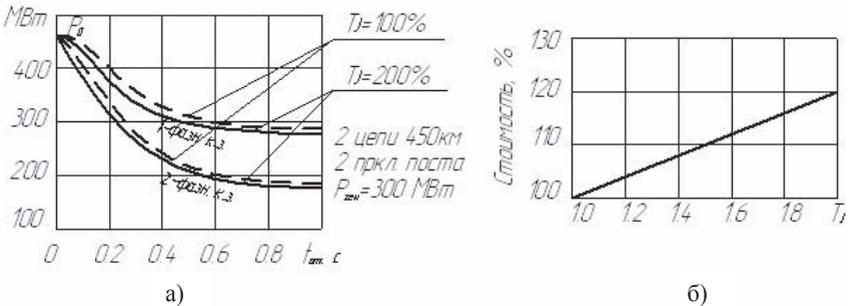


Рис. 19. Влияние постоянной инерции на предел передаваемой мощности (а); зависимости стоимости генератора от постоянной инерции \dot{O}_J (б)

Коэффициент мощности генераторов выбирается с учетом следующего. Во-первых, уменьшение номинального коэффициента мощности $\hat{n}\hat{s} \varphi_{\text{н}}$ при данной активной мощности машины $\mathfrak{D}_{\text{н}}$ увеличивает ее номинальную полную мощность $S_{\text{н}} = \mathfrak{D}_{\text{н}} / \cos \varphi_{\text{н}}$. Связанное с этим увеличение размеров генератора позволяет уменьшать действительное значение индуктивных сопротивлений генератора. В некоторой мере возрастает также постоянная инерции генератора \dot{O}_J . С этой точки зрения следует отдать предпочтение низким значениям $\cos \varphi$.

Второй стороной вопроса является увеличение ЭДС машины, работающей в режиме выдачи увеличенной реактивной мощности, т. е. с уменьшенным значением $\cos \varphi$.

3.2. Автоматическое повторное включение

Значительная часть однофазных КЗ, появляющихся на ЛЭП, могут исчезнуть, если отключить на некоторое время поврежденный участок от источника напряжения. Такие аварии чаще всего вызваны явлениями переходящего характера, например, связанные с появлением дуги на изоляторах одного из проводов (или одной из фаз).

Автоматические повторные включения (АПВ) могут быть трехфазными, если при аварии отключаются и вновь включаются сразу три фазы. АПВ могут быть также пофазными, если отключается только поврежденная фаза (однофазное КЗ) или соответственно две фазы (при двухфазном КЗ). Действие АПВ может быть либо успешным, либо неуспешным, если вызывает повторное КЗ при включении.

При успешном АПВ появляется дополнительная площадка торможения $ff_{III}a'c'$, что улучшает динамическую устойчивость системы. Неуспешное АПВ вызывает появление дополнительной площадки ускорения, что приводит к потере ДУ и может вызвать развитие системной аварии.

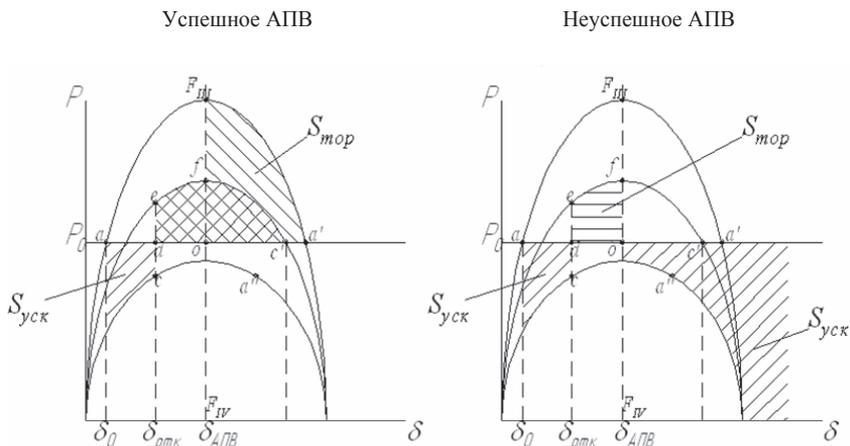


Рис. 20. Угловые характеристики при успешном и неуспешном АПВ

3.3. Автоматическое регулирование возбуждения

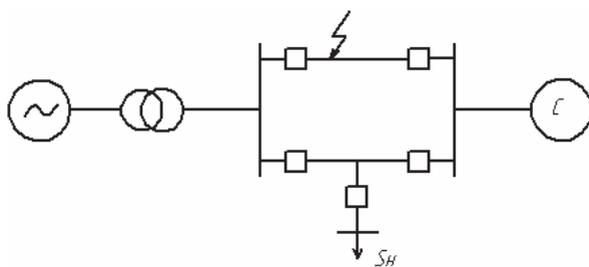


Рис. 21. Энергосистема с удаленной нагрузкой

$$P_{\text{мп/а(сАРВ)}} = \frac{E \cdot K_{\text{АРВ}} \cdot U}{X_{\Sigma \text{п/а}}};$$

$$P_{\text{мав}} = \frac{E \cdot U}{X_{\text{ав}}}.$$

Форсировка возбуждения (ФВ) синхронных машин – способ воздействия на электрохимические процессы в системе, осуществляемый с помощью возбуждения синхронной машины. Учитывая большую скорость протекания этих процессов и значительную электромагнитную инерционность обмотки возбуждения, возбудитель должен очень быстро изменять свое выходное напряжение до форсированных значений. Поэтому возбудители современных СМ (генераторов и мощных двигателей) обладают малой инерционностью и высокой форсировочной способностью.

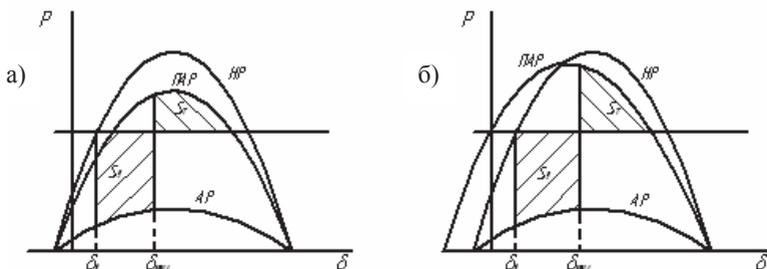


Рис. 22. Соотношение площадок ускорения и торможения ротора генератора: а) без ограничения нагрузки (ОН); б) с ОН; НР – характеристика мощности нормального режима; АР – характеристика мощности аварийного режима; ПАР – характеристика мощности послеаварийного режима

Системы ФВ могут выполняться в виде отдельных автоматических устройств либо являться частью системы АРВ.

На ФВ возложены задачи обеспечения устойчивости синхронной параллельной работы СМ в первый период качаний и демпфирования значительных электромеханических колебаний в системе.

Современные системы АРВ можно использовать в задачах противоаварийного управления, но при этом необходимо выбирать очень точные настройки для сохранения динамической устойчивости.

Во-первых, необходимо увязывать систему регулирования генератора с системой управления турбины.

Во-вторых, необходимо следить, чтобы система АРВ не выходила за свои предельные значения (должен быть выдержан так называемый потолок возбуждения системы АРВ).

В-третьих, необходимо точное математическое моделирование как управляемой системы, так и системы управления в целом.

Система АРВ увеличивает максимумы всех угловых характеристик, что способствует повышению динамической устойчивости.

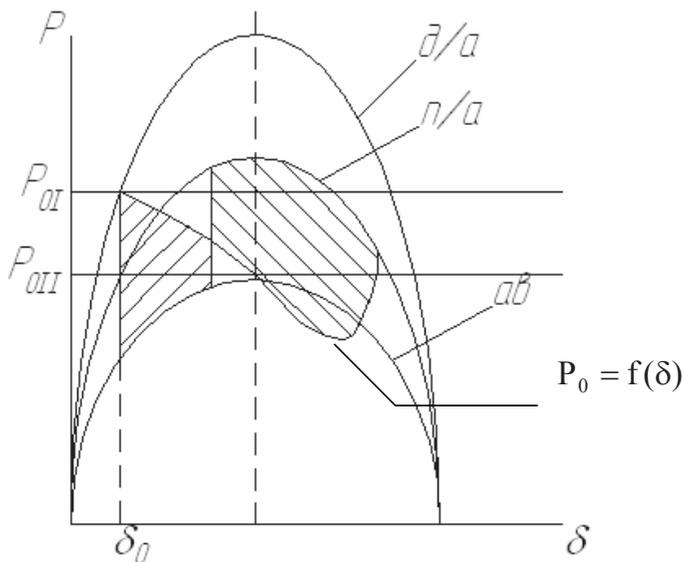


Рис. 23. Угловые характеристики при работе автоматического управления мощностью турбины

3.4. Автоматическое управление мощностью турбины

Если обеспечить быстрое регулирование мощности турбины в момент аварии, то неустойчивый переход можно превратить в устойчивый.

$$P_0 = var = f(\delta).$$

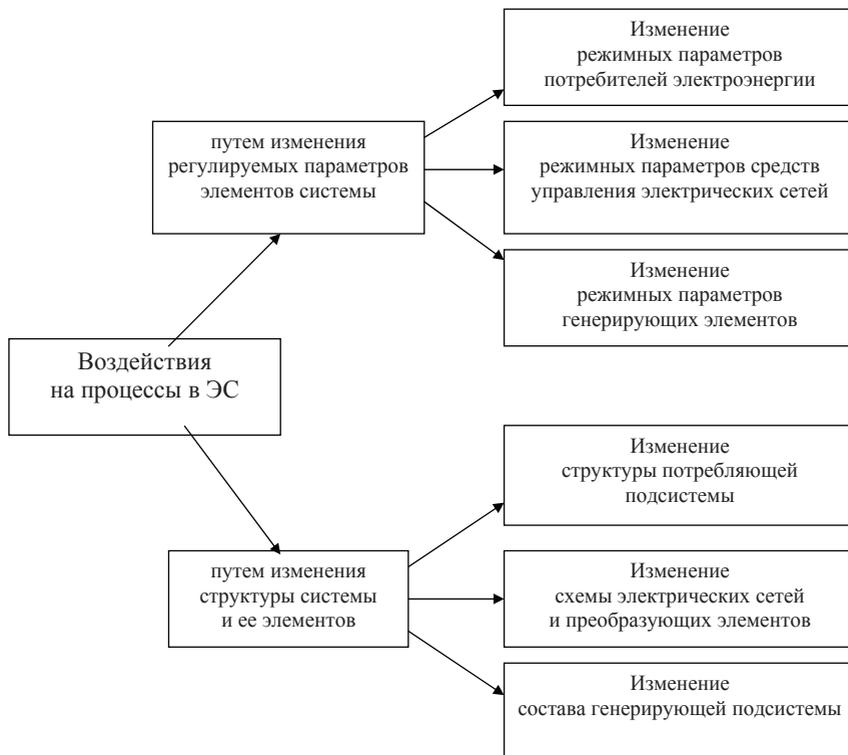


Рис. 24. Классификация управляющих воздействий

3.5. Средства противоаварийной автоматики

Существуют различные виды управляющих воздействий противоаварийной автоматики ЭЭС:

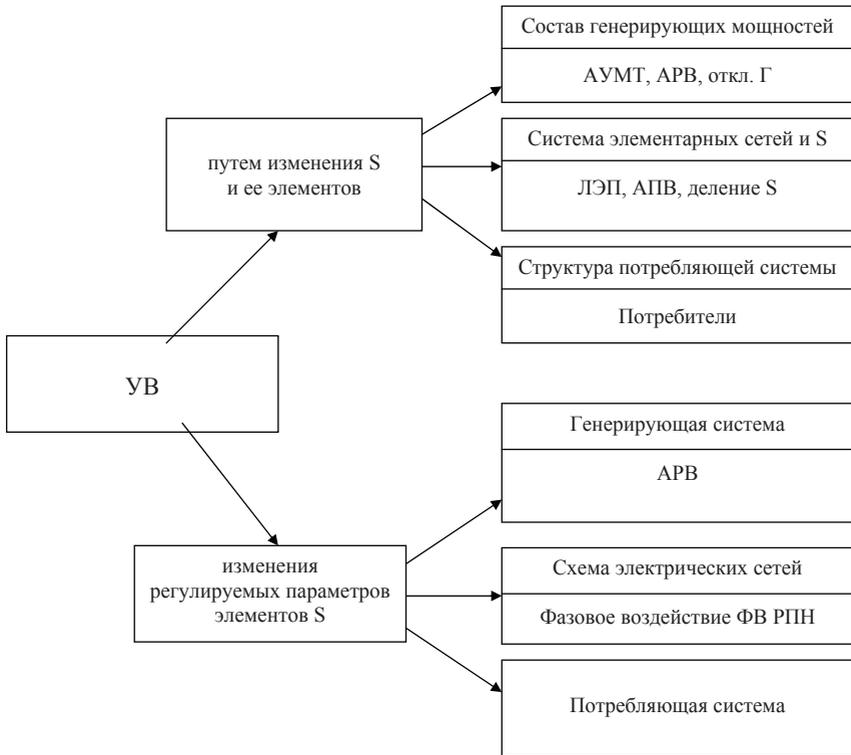


Рис. 25. Основные виды управления противоаварийной автоматики

Вопросы для самоконтроля

1. Как постоянная инерции генератора влияет на его динамику?
2. Каким образом протекает ПП в случае неуспешного АРВ? Поясните на угловой характеристике.
3. Какое влияние оказывает на ДУ АРВ и форсировка возбуждения генераторов?
4. Какие проблемы возникают при автоматическом управлении мощностью турбины гидрогенератора и турбогенератора?
5. Перечислите основные виды управляющих воздействий противоаварийной автоматики ЭЭС.

4. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ УЗЛОВ НАГРУЗКИ

4.1. Основные виды больших возмущений в системах электроснабжения

Остановимся на наиболее характерных ПП, влияющих на динамическую устойчивость нагрузки.

— *Выбег.* Современные мощные двигатели имеют большие токи, поэтому одновременный пуск большого количества двигателей (с суммарной мощностью, соизмеримой с мощностью всей системы в целом) оказывает существенное влияние на режимы углов нагрузки и может привести к нарушению динамической устойчивости даже устойчивые режимы.

— *Самозапуск двигателей* происходит, когда по какой-либо причине происходит отключение всей нагрузки, подключаемой к этому узлу, а затем напряжение в этом узле восстанавливается.

— *Толчкообразные нагрузки*, иногда называемые «набросами», существенно влияют на функционирование систем электроснабжения, в основном вызываются резкопеременными нагрузками на валах синхронных и асинхронных двигателей, прокатных станков, подъемных кранов, дуговыми плавильными печами. Толчок (наброс) нагрузки, сказываясь на всей системе электроснабжения и на питающей системе, приводит к снижению напряжения в узле нагрузки и изменению фазы этого напряжения по отношению к источнику питания.

4.2. Переходные процессы при пуске двигателей

Строго говоря, при расчетах динамической устойчивости систем узлы нагрузки следует рассчитывать по их динамическим характеристикам и соответствующим регулирующим эффектам по напряжению и частоте. Чаще расчеты производят приближенно, замещая нагрузки постоянными во времени параметрами.

Динамические ПП в системах, влияя на напряжения в узлах нагрузки, вызывают динамические переходы в элементах. Точный расчет такого процесса еще более сложен, т. к. требует расчета взаимосвязанных процессов динамики многочисленных элементов узла. Обычно его не производят, ограничиваясь оценкой сохранения устойчивости узла по его статическим характеристикам при колебаниях питающего напряжения в ПП системы. Для этого необходим предварительный расчет $U = f(t)$ в узле нагрузки при наиболее тяжелых авариях с учетом динамики генераторов системы.

4.3. Резкие изменения режима в СЭС

Резкие изменения режима обычно происходят по следующим причинам:

1) авария (короткое замыкание) или перегрузка в распределительной или питающей сети и последующее ее устранение. Напряжение в момент $t = 0$ уменьшается от величины U_0 до U_p , а затем, по истечении времени t_p , вновь восстанавливается до величины U_0 , причем режим двигателей нагрузки не влияет на характер изменения U ;

2) отключение двигателей (узла нагрузки) от напряжения (перерыв питания) и подключение его через время t_p . В этом случае $U_p = 0$;

3) изменение момента сопротивления в связи с увеличением нагрузки на приводимом двигателем механизме ($M_l > M_0$) или, напротив, уменьшением ее с последующим восстановлением (через t_p) прежнего момента M_0 .

Любые набросы нагрузки по физике происходящих явлений и эффекту, который они оказывают на питающую их систему (или отдельный генератор), аналогичны запуску асинхронного двигателя. В методике расчетов изменения напряжения на двигателе и шинах, питающих нагрузку системы, необходимо учитывать, что запуски (в данном случае набросы) непрерывно повторяются и что следующая коммутация (запуск, наброс) может произойти до того, как закончится переходный процесс, обусловленный предшествующей коммутацией.

При анализе процессов методом численного интегрирования, которое, как правило, проводится с помощью ЭВМ, в алгоритме расчета может быть учтено большое количество предположительно влияющих факторов. Однако, выявив такого рода факторы, следует в процессе исследований отбросить маловлияющие факторы, чтобы не затемнять общей картины явления, нужной инженеру для его практических действий.

4.4. Самозапуск двигателей

Самозапуск происходит тем тяжелее, чем больше перерыв в электроснабжении. Если к моменту восстановления питающего напряжения двигателя нагрузки успевают остановиться, условия самопуска оказываются самыми трудными: они соответствуют одновременному пуску всех двигателей. В этом случае на питающих шинах узла нагрузки устанавливается напряжение:

$$U = U_0 \frac{X_{\Sigma H}}{X_{\Sigma}} = U_0 \left(1 - \frac{X_c}{X_{\Sigma}} \right),$$

где U_0 – напряжение системы (ШБМ);

X_{Σ} – результирующее сопротивление заторможенных элементов нагрузки.

$$X_{\Sigma} = X_{\Sigma H} + X_c,$$

где X_c – сопротивление связи питающих шин нагрузки с системой.

Токи отдельных двигателей (как АД, так и СД) можно найти согласно уравнению

$$I_m = \frac{U}{X_m},$$

где X_m – реактивное сопротивление m -го двигателя.

Пусковые моменты двигателей определяются по формуле

$$M_{мп} = I_m \cdot R_m,$$

где R_m – активное сопротивление заторможенного ротора m -го двигателя.

Если пусковые моменты всех двигателей оказываются меньшими, чем моменты сопротивления их рабочих механизмов, то одновременный самозапуск невозможен, и двигатели нужно вводить в работу поочередно. Если же для отдельных двигателей $M_{mn} > M_o$, то они развернутся. Тогда нужно рассчитать параметры их установившегося после разгона режима и, повторив расчет напряжения на питающих шинах в этом новом режиме, найти новые значения токов машин и возможность самозапуска очередных двигателей.

Расчет усложняется, если в течение периода потери питающего напряжения двигателя успевают затормозиться лишь частично. Тогда нужно рассчитать их скорости к моменту восстановления их напряжения. На их основе определить текущие значения параметров двигателей, по которым рассчитать напряжение на питающих шинах и токи двигателей в этот начальный момент времени. Затем определяются мощности на валах двигателей и их превышения над моментами сопротивления рабочих механизмов. Методом последовательных интервалов определяют приращения скоростей двигателей на первом интервале времени, после чего находят скорости в конце первого (начале второго) интервала времени, соответствующие им новые значения параметров двигателей и т. д. Такие итерационные расчеты производят на ЭВМ.

Каскадный самозапуск. Даже однотипные агрегаты в произвольный момент времени имеют различия в своей нагрузке, что приводит к их неодинаковой реакции на КЗ.

Некоторые двигатели продолжают торможение, а другие уже начинают самозапуск. Окончание самозапуска у этих двигателей приводит к снижению тока и увеличению напряжения, тогда другие двигатели тоже начинают самозапускаться. Такое явление называется каскадным самозапуском.

Несанкционированный каскадный самозапуск относится к аварийным возмущениям, так как может привести к перерыву электроснабжения. Для его предотвращения применяется локальная автоматика и релейная защита.

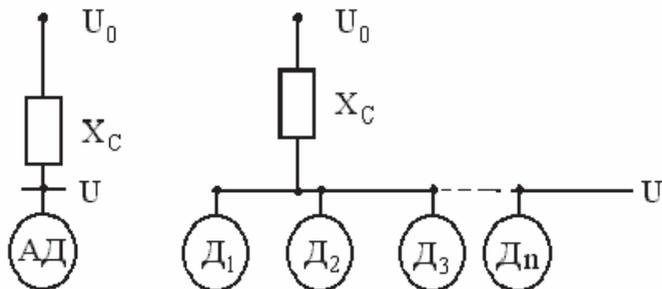


Рис. 26. Схема питания нагрузки

Вопросы для самоконтроля

1. Перечислите основные виды больших возмущений узлов нагрузки систем электроснабжения.
2. Опишите особенности электромеханических ПП при пуске асинхронных двигателей.
3. Опишите особенности пуска синхронного двигателя.
4. Дать определение понятию «толчкообразная нагрузка». Какое влияние она оказывает на ДУ?
5. Как самозапуск двигателей влияет на динамическую устойчивость узлов нагрузки?

5. ЛАВИННЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

5.1. Основные причины возникновения лавин и системных аварий



Рис. 27. Ход управления лавинным аварийным процессом

Надежность работы ЭЭС определяется взаимосвязанностью ее элементов. За одиночным событием часто следуют аварийные события, образующие лавинный процесс (цепную реакцию событий). В этом проявляется отличие свойств системы от суммы свойств ее элементов — она обладает комплексом свойств, присущих ей как системе.

Основой понимания принципов эксплуатации ЭЭС является четкое представление об опасностях развития лавинных аварийных процессов, которые обязательно должны рассматриваться.

Первым этапом противоаварийных действий можно считать предупреждение возникновения лавинного аварийного процесса (рис. 27). После этого необходимо предполагать успешный и неуспешный исходы. При локализации каждого из вариантов развития аварийного процесса должна также учитываться многовариантность исходов и необходимость в противовес им обеспечить многообразие свойств системы и ее элементов. После локализации аварии состояние системы должно быть возвращено к доаварийному или хотя бы к состоянию, близкому к нему по своему характеру.

Лавинный аварийный процесс протекает на значительных территориях и даже при наличии развитых систем отображения плохо наблюдаем. Поэтому персоналу трудно сориентироваться в ситуации и понять характер события. Несмотря на специальное обучение диспетчерского персонала, стереотипные реакции на похожие, но меньшие по масштабам явления, проявляющиеся в нормальных режимах, приходят в противоречие

с требуемыми действиями. В результате действия оперативного персонала часто ошибочны и могут только ухудшить положение. Необходимо также иметь в виду, что персонал часто отдает предпочтение действиям, направленным на спасение оборудования, а не на сохранение работы ЭЭС.

При разработке противоаварийных средств целесообразно ориентироваться на худший случай, приводящий к решениям, исключающим вмешательство персонала в процесс, вплоть до послеаварийного состояния ЭЭС. Кроме того, следует учитывать экономические последствия работы средств противоаварийной автоматики (ПАА).

5.2. Лавина перегрузки и отключений ЛЭП

Лавина перегрузки и отключений ЛЭП вызывает перегрузку и отключения сильно загруженных питающих ЛЭП вплоть до полного отделения от ЭЭС района, получающего значительную мощность извне. Существуют три причины возникновения этой аварии:

1) через определенные сечения сети ЭЭС протекают значительные мощности. В процессе работы некоторые из этих ее сечений могут быть перегружены, что может привести к нарушению статической устойчивости. Практически это связано с прекращением передачи мощности. Потоки мощности перераспределяются на другие сечения электрической сети, некоторые из них могут, в свою очередь, перегрузиться, а процесс принимает лавинный характер;

2) отключение ЛЭП в сильно загруженном сечении сети может вызвать перегрузку другой ЛЭП и ее отключение, а затем последующее нарастание перегрузки других ЛЭП и сечений сети, что приводит к каскадному выходу их из работы (вплоть до деления ЭЭС);

3) аварийный останов крупного генерирующего источника может вызвать начальную перегрузку какого-нибудь сечения с последующим развитием лавинного процесса.

Лавина данного типа приводит не только к отключению ЛЭП одного сечения, но может вызвать перегрузки других сечений сети, приводя к распространению аварийного процесса на большие пространства.

Чтобы избежать лавины перегрузки и отключения питающих ЛЭП, используют три типа средств.

1. Ограничение потоков мощности значениями, обеспечивающими достаточные запасы по статической устойчивости в нормальных режимах. В ряде случаев потоки мощности в нормальном режиме ограничиваются величинами, обеспечивающими статическую устойчивость в послеаварийном режиме, наступающем после отключения одной ЛЭП большой пропускной способности или после аварийного останова крупного турбогенератора. При этом использование пропускной способности сечения

сети ограничивается. Однако подобное недоиспользование пропускной способности возможно не всегда. Поэтому возникает необходимость в быстродействующем изменении потоков мощности в момент возникновения аварийного события, сохраняющем устойчивость параллельной работы.

2. Быстродействующее изменение потоков мощности с помощью аварийного воздействия на снижение мощности генерирующих источников на передающей стороне сечений сети и иногда увеличения мощности на их приемной стороне.

Быстродействующая разгрузка – операция, приводящая к существенному нарушению режима электрической станции, так как она обычно связана с отключением части генераторов. После этого необходимо сохранить работу котлов для возможности последующего включения генераторов в сеть.

3. Быстродействующее увеличение мощности электростанций на приемной стороне опасных сечений сети. Для этого могут использоваться не полностью загруженные генерирующие источники ТЭС (за счет аккумулирующих способностей котлов) и ГЭС (за счет агрегатов, работающих в режиме СК).

Средства предотвращения лавины отключений ЛЭП образуют две системы управления:

- 1) систему управления с обратной связью, поддерживающую статическую устойчивость в нормальном (а иногда и в послеаварийном) режиме путем ограничения потоков мощности в сечениях сети;
- 2) быстродействующую систему управления статической устойчивостью (в послеаварийном режиме) и динамической устойчивостью, действующую на основе оценки тяжести доаварийного режима при конкретном возмущении.

Система второго типа функционирует на базе доз управления, определяемых в доаварийном режиме для возможных факторов возмущения, в виде однократного управляющего воздействия и не содержит элементов обратной связи. Подобное управление может иметь два исхода: успешный (когда доза управления выбрана точно) и неуспешный (когда доза выбрана неточно), что приводит к нарушению устойчивости.

В тех случаях, когда пропускная способность оставшихся в работе ЛЭП не обеспечивает параллельной работы частей ЭС или их перегрузка приводит к повреждениям самих ЛЭП, применяется автоматическое разделение, отключающее все линии сечения сети.

Информация, необходимая для управления, носит общесистемный характер. Поэтому в общем случае система управления имеет централизованную структуру с управляющей ЭВМ.

5.3. Лавина асинхронных режимов

Нарушение устойчивой работы ЭЭС, как правило, приводит к асинхронному режиму. Векторы ЭДС частей ЭЭС, между которыми нарушилась устойчивость, могут вращаться друг относительно друга, проходя углы от 0 до 360°, при рассмотрении относительно движения векторов ЭДС (рис. 28).

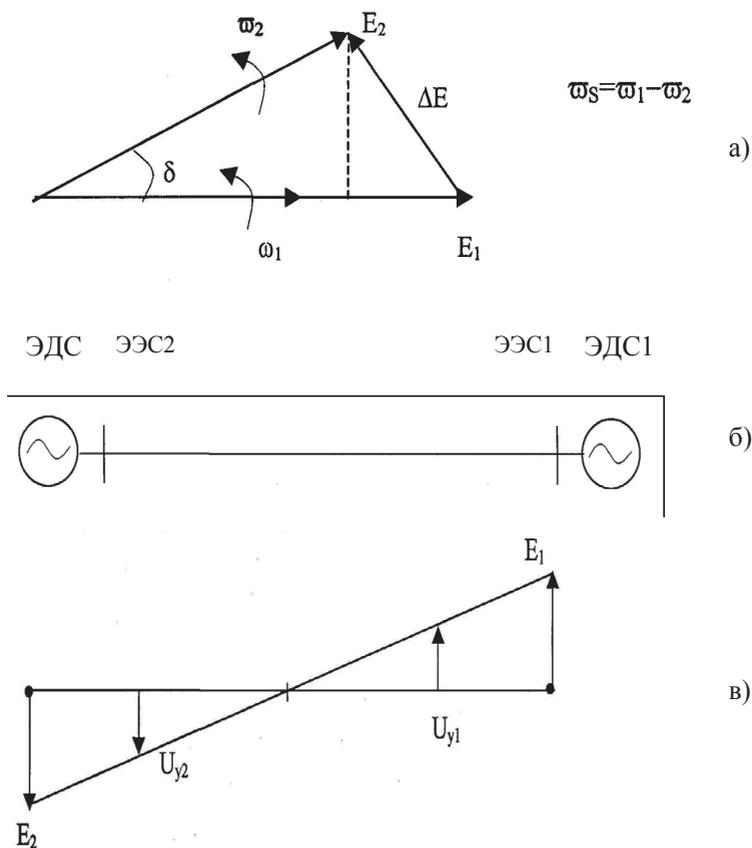


Рис. 28. Векторная диаграмма напряжений при асинхронном режиме (а); схема (б); диаграмма для определения напряжения при $\delta = 180^\circ$ в различных точках сети (в)

Таким образом, образуются зоны опасного снижения напряжения. В этой зоне, в свою очередь, могут оказаться присоединения сильно нагруженных ЛЭП.

Большое снижение напряжения на длительное время приводит к значительному уменьшению пропускной способности $P_{\max} = \frac{EU}{X}$.

В результате снижения U , а также действия электромеханического резонанса возникают вторичные нарушения устойчивости в других сечениях электрической сети, что приводит к лавинному развитию аварии.

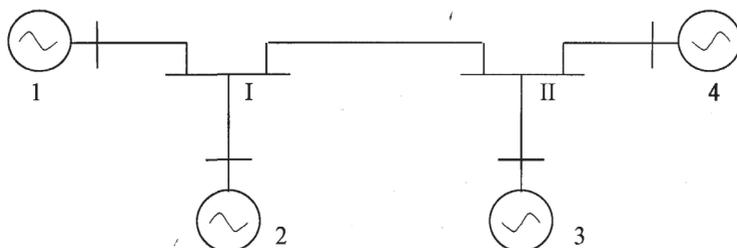


Рис. 29. Пример схемы электрической системы

При нарушении устойчивости системы 1 (рис. 29) электрический центр оказывается вблизи шин I и нарушается устойчивость системы 2, образуются 3 центра, обусловленных асинхронным режимом между системами 1–2; 1–3, 4 и 2–3, 4. Последний центр может оказаться вблизи шин II из-за чего нарушается устойчивость между системами 3 и 4.

5.4. Лавины частоты и лавины напряжения

Разделение частей ЭЭС в точке сети, через которую в доаварийном режиме протекала значительная мощность, приводит к нарушению баланса активной мощности. Если в части ЭЭС, получавшей мощность извне, резервы недостаточны, то возникает дефицит активной мощности.

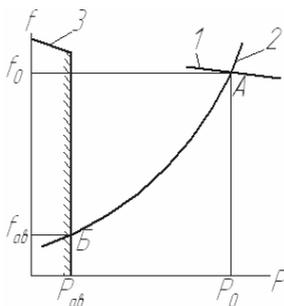


Рис. 30. Статические характеристики системы по частоте и активной мощности

Баланс активной мощности в установившемся режиме характеризуется равенством генерируемой и потребляемой мощностей при нормальной частоте. Он определяется точкой пересечения статических характеристик нагрузки (2) и генерирующих источников (1) (рис. 30). В исходном режиме этому соответствует точка *A*. Предположив ограничение характеристики генерирующих источников после разделения линией 3, следует, что баланс в установившемся режиме находится в точке *B* – (частота f_{ab}). Эта частота может оказаться ниже значения, при котором производительность насосов, работающих на противодавление (питательные насосы котлов), оказывается недостаточной. В этом случае нарушается работа котлоагрегатов, и электростанция должна быть остановлена. Частота в дефицитной части ЭЭС дополнительно снижается, что приводит к нарушению работы других электростанций, и так далее до полной остановки всех генерирующих источников.

Восстановление работы электростанций требует подачи на каждую из них электроэнергии извне для приведения в действие технологического оборудования. Только после пуска котлов и турбин электростанции могут быть включены в работу.

Из рассмотренного следует, что лавина частоты может вызвать тяжелую многочасовую энергетическую аварию на большой территории. Чтобы избежать ее, ЭЭС оснащаются частотной автоматикой, расположенной на подстанциях ЭЭС. По мере аварийного снижения частоты эта автоматика отключает линии распределительных сетей для удержания частоты в пределах, безопасных для функционирования собственных нужд электростанций. Затем частота доводится до значения, близкого к нормальному, при котором возможны синхронизация разделившихся частей ЭЭС и последующее восстановление электропитания всех отключенных потребителей.

В связи с тем, что процесс изменения частоты происходит с постоянной времени, обусловленной инерцией вращающихся масс, можно осуществить желательный ход изменения процесса и необходимые меры по его корректировке. В этом смысле управление производится с обратной связью, обеспечивающей повышенную надежность. Кроме того, в качестве резервного средства при большом снижении частоты используется устройство, отделяющее генератор с собственными нуждами от системы для обеспечения их питания с нормальной частотой. В связи с некоторой разгрузкой отделяемых генераторов частотное деление сопровождается некоторым увеличением дефицита активной мощности.

На ГЭС предусматривается автоматический пуск в течение 40–60 с, гидрогенераторов, находящихся в резерве, и перевод агрегатов, работающих в режиме СК, в активный режим (10–15 с).

Лавины напряжения, также случающиеся в ЭЭС, связаны с балансом реактивной мощности, который определяется соотношением характеристик генерирующих источников (питающей системы) и потребителей. Характеристики источников реактивной мощности приведены на рис. 31.

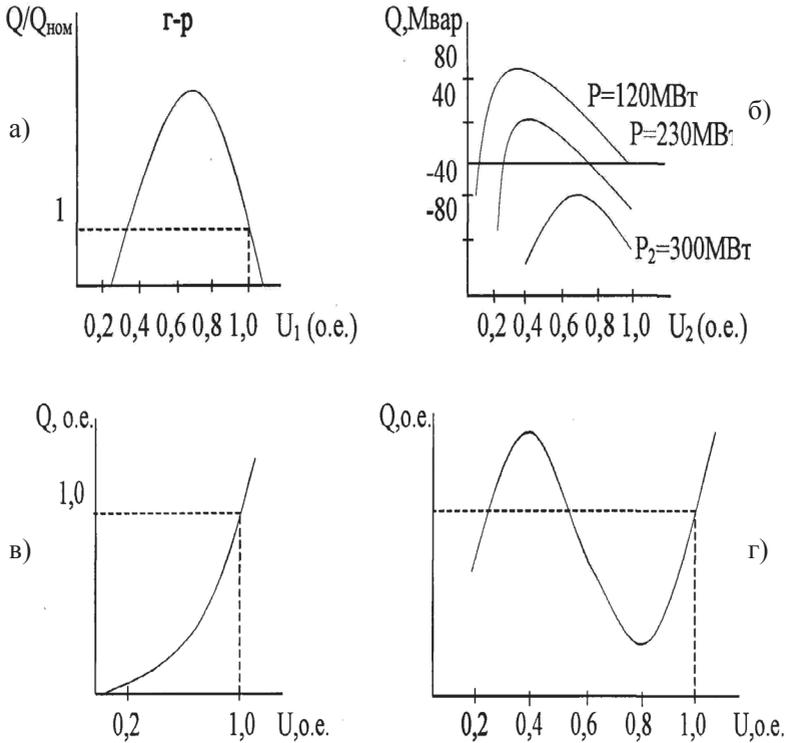


Рис. 31. Характеристики напряжения и реактивной мощности генераторов (а); ЛЭП (б); БК (в), нагрузки (г)

Правая нарастающая ветвь характеристики синхронного генератора (рис. 31а) соответствует росту тока возбуждения, обусловленному действием автоматического регулирования возбуждения (АРВ). При некотором снижении напряжения ток возбуждения достигает предельного (потолочного) значения, и в дальнейшем реактивная мощность синхронного генератора уменьшается, что характеризуется левой снижающейся ветвью характеристики.

Характеристики линии электропередачи (рис. 31б) зависят от передаваемой активной мощности, но также имеют выпуклость вверх.

На (рис. 31г) приведена характеристика нагрузки. При уменьшении напряжения потребляемая ее реактивная мощность снижается. Большое уменьшение напряжения вызывает остановку не отключившихся от сети асинхронных двигателей, в результате чего потребляемая ими реактивная мощность увеличивается.

Сопутствующая лавина понижения напряжения возникает одновременно с лавиной частоты вследствие разделения ЭЭС на части, которые иногда приводят к потере части генерирующей реактивной мощности и зарядной мощности сети сверхвысокого напряжения, существенной для баланса. Кроме того, большое снижение частоты из-за его влияния на работу АРВ приводит к изменению напряжения на выводах генераторов.

Известно, что измерительные органы АРВ пропорционального действия обладают индуктивностью, в результате чего они реагируют на снижение частоты как на эквивалентное ему повышение напряжения. В результате такие системы АРВ приводят к некоторому уменьшению напряжения. В среднем при снижении частоты на 1% напряжение уменьшается на 1,4%.

АРВ сильного действия, реагируя на производную частоты, наоборот, воспринимает снижение частоты как уменьшение напряжения, что увеличивает возбуждение генераторов.

Реакции АРВ обоих типов противоположны, и в целом влияние изменения частоты на напряжение зависит от их удельного веса в ЭЭС. Кроме того, следует регулировать влияние АРВ разных генераторов.

Процесс снижения напряжения при сопутствующей лавине протекает в два этапа. На первом этапе напряжение скачком уменьшается до установившегося значения, соответствующего балансу реактивной мощности. На втором этапе при снижении частоты, происходящем с постоянной времени $T = 2-3$ с, напряжение дополнительно уменьшается из-за характеристик АРВ. Изменение напряжения, влияя на мощность, потребляемую нагрузкой, в свою очередь, оказывает некоторое воздействие на изменение частоты.

При успешной работе частотной разгрузки ликвидируются дефициты как активной, так и реактивной мощностей.

Главная опасность сопутствующей лавины напряжения заключается в том, что большие снижения напряжения могут вызвать отказы частотной автоматики, предназначенной для поддержания частоты в безопасных пределах. Возможны также отказы отключения выключателей на подстанциях с оперативным переменным током.

Во избежание отказов необходимо, чтобы принцип действия реле частоты исключал влияние напряжения на их уставку, а цепи отключения выключателей на подстанциях с оперативным переменным током питались от стабилизаторов напряжения.

Лавина понижения напряжения нагрузочного узла возникает в результате аварийного уменьшения пропускной способности сети из-за отключения части питающих ЛЭП. На приемной стороне оставшихся в работе питающих ЛЭП напряжение может снизиться до значений, недостаточных для обеспечения технологических процессов производства.

К лавинам понижения напряжения может привести также преждевременный съем форсировки возбуждения генераторов, связанный с неполным использованием их перегрузочного ресурса.

Ситуация может усугубиться несоразмерно большой мощностью конденсаторных установок, смещающих экстремум характеристики генерации в сторону более высоких напряжений. В этом случае баланс реактивной мощности соответствует пересечению характеристики нагрузки с левой ветвью характеристики генерации, при котором нарушается устойчивость режима напряжения узла нагрузки (рис. 31).

При возникновении лавины понижения напряжения узла нагрузки необходимо отключить часть потребителей по признаку уменьшения напряжения, для того чтобы наиболее ответственные потребители могли продолжать работу, даже если напряжение осталось пониженным.

Увеличение напряжения, свидетельствующее о восстановлении пропускной способности сети, должно сопровождаться автоматическим включением в работу всех потребителей.

Лавина повышения напряжения возникает при резком увеличении нерегулируемой составляющей генерируемой реактивной мощности. Обычно это связано с избыточной зарядной мощностью сети сверхвысокого напряжения в условиях пониженного потребления реактивной мощности. Например, в процессе лавины частоты питающая сеть вследствие работы автоматической частотной разгрузки разгружается и потери реактивной мощности в ней уменьшаются, а оставшаяся нагрузка потребляет реактивную мощность, меньшую, чем ее зарядная мощность.

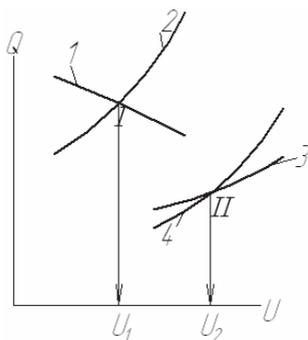


Рис. 32. Переход из нормального режима (I) в режим повышения напряжения (II)

Для сохранения баланса реактивной мощности при допустимом напряжении генераторы с помощью АРВ переводятся в режим недо-возбуждения. При этом может потребоваться столь большое уменьшение возбуждения, что генераторы приходится разгружать по активной мощности. Это, в свою очередь, может привести к вторичной лавине частоты.

При исчерпании возможностей перевода генераторов в режим недо-возбуждения единственным средством борьбы с лавиной повышения напряжения является временное отключение части линий сверхвысокого напряжения (по возможности без разделения системы). В процессе нормализации режима линии вновь включаются в работу.

5.5. Ликвидация лавинных процессов

Последовательность возникновения лавинных аварийных процессов изображена на рис. 33. Здесь *A, B, C, D* – обозначения различных сечений ЭС, в которых может произойти развитие первоначальной аварии, связанной с сечением *A*. Тяжесть последствий лавинных аварийных процессов вызвала необходимость создания противоаварийного управления, с помощью которого средствами автоматики режим возвращается к нормальному.



Рис. 33. Схема развития лавинных аварийных процессов

Потоку событий, связанных с нарушением СУ, противопоставляется система I, контролирующая режим с обратной связью.

Потоку событий, связанных с отключением сильно загруженных ЛЭП, противостоит система II. Эта система не имеет обратной связи, т. е. должна обеспечить высокое быстродействие.

синхронизации (IV), а также восстановления ЭПП (VI) и схемы питающей сети (VII) режим становится нормальным.

Аварийным событиям, связанным с лавиной напряжения нагрузочного узла (12), противодействует разгрузка по признаку снижения напряжения (IX), последующие меры позволяют осуществить восстановление ЭПП (X).

В связи с тем, что нагрузка ЭЭС, а также ее схема и генерирующие мощности изменяются, системы противоаварийного управления должны постоянно приводиться в соответствие с реальной потребностью. Для этого составляются математические модели ЭЭС с помощью ЭВМ, и на них проверяется эффективность систем управления в меняющихся условиях.

Вопросы для самоконтроля

1. Перечислите основные причины возникновения лавин перегрузки.
2. Лавины перегрузки и отключений ЛЭП: опишите их последствия и меры предотвращения.
3. В чем опасность лавины асинхронных режимов? Когда она может возникнуть?
4. Лавина частоты: когда она возникает, как ее предотвратить?
5. Как организовать ликвидацию лавинных процессов в ЭЭС для сохранения ДУ?

Заключение

В данном пособии рассмотрены основные вопросы, связанные с динамической устойчивостью электроэнергетических систем.

Пособие предназначено для углубленного изучения электромеханических переходных процессов при больших возмущениях. Показаны основные расчетные методы анализа ДУ – правило площадей и метод последовательных интервалов. Приведено описание влияния на ДУ узлов нагрузки, а также лавинных аварийных процессов.

Библиографический список

1. Жданов, П.С. Вопросы устойчивости электрических систем / П.С. Жданов. — М. : Энергия, 1979.
2. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В.А. Веников. — М. : Высшая школа, 1978.
3. Крючков, И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев. — М. : Энергоатомиздат, 2005. — 520 с.
4. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах : учебник для электроэнергет. спец. вузов. — М. : Энергия, 1970. — 415 с.
5. Баркан, Я.Д. Эксплуатация электрических систем : учеб. пособие / Я.Д. Баркан. — М. : Высшая школа, 1970. — 304 с.
6. Сенько, В.В. Электромеханические переходные процессы : учебно-метод. пособие / В.В. Сенько. — Тольятти : ТГУ, 2007. — 44 с.
7. Воробьев, Г.В. Переходные электромеханические процессы в электрических системах : метод. указания к курсовому проектированию / Г.В. Воробьев. — Тольятти : ТолПИ, 1984, — 53 с.
8. Маркович, И.М. Режимы энергетических систем : учеб. пособие / И.М. Маркович. — М. : Энергия, 1969. — 520 с.
9. Кощев, Л.А. Автоматическое противоаварийное управление в электроэнергетических системах : учеб. пособие / Л.А. Кощев. — Л. : НИИПТ, 1990. — 140 с.
10. Чебан, В.М. Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях : учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов / В.М. Чебан [и др.]. — М., 1990. — 144 с.
11. Гамазин, С.И. Устойчивость узлов нагрузок в системах электроснабжения промышленных предприятий : учеб. пособие / С.И. Гамазин. — М. : МЭИ, 1978.

Содержание

Введение	3
1. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ СТАНЦИИ, РАБОТАЮЩЕЙ НА ШИНЫ БЕСКОНЕЧНОЙ МОЩНОСТИ	4
1.1. Динамическая устойчивость при отключении цепи двухцепной линии	4
1.2. Анализ динамической устойчивости при включении цепи	7
1.3. Правило площадей при работе станции на шины бесконечной мощности	7
2. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ СИСТЕМЫ ПРИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ В СЭС	10
2.1. Схемы замещения при коротких замыканиях	10
2.2. Аварийные угловые характеристики	11
2.3. Правило площадей для случая трехфазного КЗ	12
2.4. Сложные аварии	12
2.5. Метод последовательных интервалов	13
3. СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ	16
3.1. Параметры генераторов и их влияния на ДУ	19
3.2. Автоматическое повторное включение	21
3.3. Автоматическое регулирование возбуждения	22
3.4. Автоматическое управление мощностью турбины	24
3.5. Средства противоаварийной автоматики	24
4. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ УЗЛОВ НАГРУЗКИ	26
4.1. Основные виды больших возмущений в системах электро- снабжения	26
4.2. Переходные процессы при пуске двигателей	26
4.3. Резкие изменения режима в СЭС	27
4.4. Самозапуск двигателей	27
5. ЛАВИННЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ	30
5.1. Основные причины возникновения лавин и системных аварий	30
5.2. Лавина перегрузки и отключений ЛЭП	31
5.3. Лавина асинхронных режимов	33
5.4. Лавины частоты и лавины напряжения	34
5.5. Ликвидация лавинных процессов	39
Заключение	41
Библиографический список	42

Учебное издание

Владислав Владимирович СЕНЬКО

ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ.
ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ

Учебное пособие

Второе издание

Редактор *В.С. Павлова*
Технический редактор *З.М. Малявина*
Компьютерная вёрстка: *И.И. Шишкина*

Подписано в печать 10.02.2011. Формат 60x84/16.
Печать оперативная. Усл. п. л. 2,75. Уч.-изд. л. 2,56.
Тираж 50 экз. Заказ № 2-09-11.

Тольяттинский государственный университет
445667, г. Тольятти, ул. Белорусская, 14

