

РАЗВИТИЕ МЕТОДА УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕХОДНЫМИ РЕЖИМАМИ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ НА ОСНОВЕ ФАЗОВЫХ ТРАЕКТОРИЙ ДВИЖЕНИЯ РОТОРА

Диа Эльдин Али Ибрахим Заян

ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ

Анализ математических моделей и методов управления переходным процессом синхронного генератора позволяет выделить следующие направления в исследованиях:

- получение критериев для систем диагностирования и исследование режимов многомашинных систем на основе результатов моделирования при использовании относительно сложной математической модели генератора;

- выделение классов режимов при использовании методов распознавания образов и простейшей модели генератора для последующего использования в устройствах управления и противоаварийной автоматики.

Анализ публикаций и исследований. Для управления переходными режимами синхронных генераторов (СГ) в устройствах противоаварийной автоматики (ПА) автоматической системы управления используются алгоритмы, позволяющие оценить зону устойчивости электроэнергетической системы (ЭЭС) либо с помощью функций Ляпунова, либо путем использования уравнений классификационной функции (КФ), определяющей классы «эталонных» устойчивой и неустойчивой работы СГ [1-5]. Распознавание классов осуществляется с помощью линейных решающих функций [3-4]

$$d(x) = w_1 \cdot x_1 + w_2 \cdot x_2 + \dots + w_n \cdot x_n + w_{n+1},$$

где $W = (w_1, w_2, \dots, w_n, w_{n+1})$ - весовой вектор. Образ описывается $(n+1)$ компонентными векторами

$X = (x_1, x_2, \dots, x_n, 1) \in R^n$, n - мерного пространства. Как правило, при разделении пространства на два класса K_1, K_2 линейная решающая функция определяет решающее правило следующим образом:

$$d(X) \begin{cases} > 0 \forall X \in K_1 \\ < 0 \forall X \in K_2 \end{cases}$$

Поскольку не всегда удается разделить классы объектов в метрическом пространстве с помощью линейных решающих функций, то используется так называемые обобщенные решающие функции, позволяющие отобразить линейно разделенные классы K_1, K_2, \dots, K_{lq} с помощью функции

$$d(x) = w_1 \cdot f_1(x) + w_2 \cdot f_2(x) + \dots + w_k \cdot f_k(x) + w_{k+1}.$$

Квадратичная решающая функция общего вида может быть представлена в матричной форме

$$d(x) = X' \cdot AX + (X, B) + C, \text{ где } A = (\alpha_{jk}), B = (b_1, b_2, \dots, b_n).$$

С помощью свойств матрицы A задается форма разделяющей поверхности (единичная - гиперсфера; положительно определенная - гиперэллипсоид с направляющими, определяемыми собственным вектором матрицы A ; отрицательно определенная - гипергиперболоид и др.).

В [5] сопоставлены зоны устойчивости генератора типа ТВВ-1000/4, полученные с помощью функций Ляпунова и на основе нелинейного уравнения КФ, являющейся нелинейной зависимостью от угла вылета ротора и его производных. Реализация управления переходным процессом СГ включает в себя этап получения (процесс обучения) уравнения КФ. На этом этапе при использовании простейшей модели синхронного генератора выполняются расчеты переходных процессов в ЭЭС при различных величинах возмущений и параметров исходного режима с последующим разделением полученного множества на классы устойчивой и неустойчивой работы СГ и получением параметров уравнения КФ.

Из-за ряда допущений, используемых при создании модели, полученная зона устойчивости меньше реальной, что существенно снижает эффективность управления. Кроме того, существующие методы не позволяют учитывать особенности стадий переходного процесса путем адаптации математической модели, реализуемой в пусковом органе устройства управления, хотя микропроцессорные устройства принципиально обеспечивают возможность реализации такой адаптации.

Таким образом, на зоны устойчивости СГ влияют не только достоверность математической модели ЭЭС, но и погрешности получения параметров уравнения КФ. Однако преимущество прямых методов оценки устойчивости, удобное определение запасов устойчивости обуславливают их использование.

Уточнение модели обеспечивает совершенствование системы управления. Так, например, в [6] на основе анализа процессов включения СГ на параллельную работу с энергосистемой при использовании упрощенных уравнений Парка-Горева и представления ротора одним демпферным контуром по осям d, q [6] создан авто-

синхронизатор СГ, обеспечивающий включение генератора на параллельную работу с мощной энергосистемой без расчетов угла опережения.

Анализ эффективности автоматических систем регулирования возбуждения различных типов, фазового управления движением генератора для повышения динамической устойчивости ЭЭС [7] чаще всего выполняется для простейшей системы и на основе уравнения движения ротора при представлении физических процессов демпферным коэффициентом.

В трудах профессора А.А. Колесникова предложена новая концепция синтеза законов управления СГ на основе синергетической теории управления. Однако и в этих работах физические явления в роторе отражаются упрощенно.

Целью работы является получение аналитических выражения для определения классов устойчивых и неустойчивых режимов, необходимых для использования в цифровых устройствах ПА, а также адекватное отражение физических явлений в роторе СГ для моделей СГ в задачах совершенствования систем управления движением ротора СГ.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДА УПРАВЛЕНИЯ

Модель пускового органа устройства ПА может быть представлена в виде решающего правила, с помощью которого, не решая систему дифференциальных уравнений, которые описывают процесс в рассмотренной системе, определяются условия устойчивости ЭЭС при возникновении аварийной ситуации. Решающее правило являет собой некоторую аппроксимацию поверхности, которая разделяет в пространстве параметров, которые характеризуют исходный режим ЭЭС и аварийную ситуацию, области устойчивой и неустойчивой работы ЭЭС.

В соответствии с [8] анализ динамической устойчивости выполняется на основании метода площадей с использованием выражения для характеристики угловой мощности и схем замещения нормального, аварийного и послеаварийного режимов. Следует отметить, что уравнения могут быть записаны не только через переходную ЭДС генератора (учет АРВ пропорционального типа), а также через синхронную ЭДС (не учет АРВ) и напряжение на шинах генератора (учет АРВ сильного действия).

Модель «медленных» движений с учетом соотношения для расчета асинхронного момента на основе частотных характеристик

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{T_j} [P_T - P(s)],$$

$$\frac{d\delta}{dt} = s,$$

$$P(s) = E_{qe} * U * \frac{r_f}{X_{ad}} * \frac{|G(js)|}{|X_d(js)|} \cos(\varphi_G - \varphi_{X_d}) \sin \delta + \\ + U^2 * [b_Q(s) - g_D(s) * \sin 2\delta - b_D(s) * \cos 2\delta],$$

$$Q(s) = E_{qe} * U * \frac{r_f}{X_{ad}} * \frac{|G(js)|}{|X_d(js)|} * \cos(\varphi_G - \varphi_{X_d}) \cos \delta - \\ - U^2 * [g_Q(s) + g_D(s) * \cos 2\delta - b_D(s) * \sin 2\delta],$$

где E_{qe} – Э.Д.С., создаваемая стационарным током возбуждения; r_f – активное сопротивление обмотки возбуждения; X_{ad} – сопротивление взаимной индукции; S – скольжение ротора генератора; T_j – постоянная инерции агрегата (генератор и турбина); $|G(js)|$, φ_G – модуль и угол роторной проводимости синхронного генератора.

Выражение для расчета активной мощности состоит из следующих составляющих: первое слагаемое выражения – это синхронная мощность; второе слагаемое включает в себя среднюю и пульсирующую составляющие асинхронной мощности и мощность динамической явнотопности.

Зависимости $G(js)$, $g_d(s)$, $g_q(s)$, $b_d(s)$, $b_q(s)$, $g_D(s)$, $g_Q(s)$, $b_D(s)$, $b_Q(s)$ могут быть определены через параметры многоконтурных схем замещения с учетом внешнего сопротивления:

$$y_d(js) = g_d(s) + jb_d(s) = \frac{1}{X_d(js)}, y_q(js) = g_q(s) + jb_q(s) = \frac{1}{X_q(js)},$$

$$y_Q(js) = g_Q(s) + jb_Q(s) = 0.5 * [y_d(js) + y_q(js)], y_D(js) = g_D(s) + jb_D(s) = 0.5 * [y_q(js) - y_d(js)].$$

При исследовании включения генератора на параллельную работу с мощной ЭЭС методом точной синхронизации значение скольжения находится в пределах $\pm 0,2\%$, а согласно [6] в пределах $\pm 0,02\%$. В рассматриваемом диапазоне скольжений с достаточной степенью точности в выражениях для $g_d(s)$, $g_q(s)$, $b_d(s)$,

$b_q(s)$, $g_D(s)$, $g_C(s)$, $b_D(s)$, $b_C(s)$ можно пренебречь величиной s^2 . При таком допущении нелинейные зависимости превращаются в постоянные коэффициенты, зависящие только от параметров схемы замещения.

Из условия устойчивости на основании равенства площади ускорения и возможной площади торможения следует, что при достижении углом вылета ротора критического значения скольжения становится равным нулю. Кинетическая энергия, запасенная при разгоне ротора в аварийном режиме, израсходована на торможение после отключения КЗ. Далее изменение угла вылета ротора определяется угловой характеристикой мощности послеаварийного режима. Если параметры исходного режима не меняются и при расчетах не учитывать системы регулирования генератора, зависимости, определяющие поведение генератора в послеаварийном режиме не изменяться.

Различия в аварийном режиме влияют на время достижения ротором критического угла. Указанные различия не будут влиять на переходный режим после отключения КЗ. Характеристика послеаварийного режима будет определять зависимость, разделяющую пространство режимов на «эталонные» классов устойчивых и неустойчивых режимов. Таким образом, выполнять множество расчетов для определения коэффициентов КФ нет необходимости, а достаточно определить меньшее число расчетов для определения зависимости угла вылета ротора в послеаварийном режиме.

При рассмотрении нелинейных систем в общем случае найти аналитическое решение не удастся, но для простейших схем можно получить не само решение, а уравнение фазовой траектории. Рассмотрим систему уравнений без учета $P(s)$:

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{T_j} \left[P_T - \frac{E'U}{X'} \sin(\delta - \Delta\delta) \right],$$

$$\frac{d\delta}{dt} = s,$$

где E' , U , X' – переходная ЭДС СГ, напряжение на шинах системы, переходное сопротивление соответственно; T_j – постоянная инерции агрегата; s , δ , $\Delta\delta$ – скольжение, угол между переходной ЭДС и напряжением, угол между переходной ЭДС и поперечной осью ротора соответственно.

Разделив первое уравнение на второе, найдем уравнение интегральной кривой

$$s \frac{ds}{d\delta} = \frac{P_T}{T_j} - \frac{E'U}{T_j X'} \sin(\delta - \Delta\delta).$$

Интегрирование уравнения дает

$$\frac{1}{2} s^2 = C + \frac{P_T}{T_j} \delta + \frac{E'U}{T_j X'} \cos(\delta - \Delta\delta),$$

где C – постоянная интегрирования, определенная из начальных условий.

Если коэффициенты уравнения определять по параметрам послеаварийного режима и использовать в качестве начальных условий скольжение (равно нулю) при достижении углом критического угла и значение критического угла, то получим фазовую траекторию послеаварийного режима.

Если коэффициенты уравнения определять по параметрам аварийного режима и использовать в качестве начальных условий скольжение (равно нулю) и угол в предшествующем синхронном режиме, то получим, то получим фазовую траекторию аварийного режима.

Таким образом, на основании данных исходного режима: мощности турбины, начального угла, сопротивлений ЭЭС определяется КФ эталонов устойчивого и неустойчивого режимов.

На основе измерений параметров режима определяется текущее значение угла вылета ротора. Измеренное значение угла сравнивается с предельным значением по условиям устойчивости и определяется значение КФ.

Предельный угол отклонения КЗ возможно определить по формуле при использовании данных аварийного режима (C , X) и послеаварийного режимов:

$$\cos(\delta - \Delta\delta) = \frac{C - C_1}{\frac{1}{X} - \frac{1}{X_1}}$$

Тенденция к уменьшению КФ свидетельствует о приближении генератора к границе устойчивости. Если принятые меры управления дадут положительный эффект, то значение КФ начинает увеличиваться, в противном случае, при достижении значения КФ равного нулю генератор должен быть отключен.

Метод определения предельного времени отключения КЗ состоит из следующих этапов:

1. Определение уравнений фазовой траектории для послеаварийного режима ЭЭС.
2. Определение уравнений фазовой траектории для аварийного режима ЭЭС.

3. Совместное решение уравнение фазовых траекторий для аварийного и послеаварийного режимов, Значение угла вылета ротору и скольжения, котором удовлетворяют обе фазовых траектории является предельным углом отключения КЗ.

4. Определение предельного угла отключения КЗ по формуле [8]:

$$t_{\text{ПРОТКЛ}} = \sqrt{\frac{T_J(\delta_{\text{ПРОТКЛ}} - \delta_0)}{P_{\text{ПА}}(\text{Sin} \delta_{\text{ПРОТКЛ}} - \text{Sin} \delta_0)}} \cdot \arccos \left(\frac{\frac{P_0}{P_{\text{ПА}}} - \text{sin} \delta_{\text{ПРОТКЛ}}}{\frac{P_0}{P_{\text{ПА}}} - \text{sin} \delta_0} \right)$$

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОСТЕЙШЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Ниже представлены результаты исследований влияния мощности исходного режима ЭЭС на время отключения КЗ и на классификационную характеристику, разделяющие «эталонные» классов устойчивых и неустойчивых режимов. При этом рассматриваются зависимости $s = f(\delta)$ для аварийного и послеаварийного режимов с учетом различных факторов.

Анализировались следующие варианты:

1. Мощность турбины в исходном режиме работы ЭЭС меняется, рассматривается один вид КЗ в одном и том месте, демпферный момент не учитывается, не учитываются переходные процессы в ОВГ: $P_0 = \text{var} (0.6 \dots 1 \text{ о.е.})$; $P_{\text{ав}} = \text{const}$; $P_d = 0$.

2. Мощность турбины в исходном режиме работы ЭЭС не меняется, меняется вид и место КЗ, демпферный момент не учитывается: $P_0 = \text{const} (1 \text{ о.е.})$; $P_{\text{ав}} = \text{var} (0 \dots 0.4 \text{ о.е.})$; $P_d = 0$.

3. Мощность турбины в исходном режиме работы ЭЭС не меняется, не меняется вид и место КЗ, демпферный момент изменяется: $P_0 = \text{const} (1 \text{ о.е.})$; $P_{\text{ав}} = 0 \dots 0.4 \text{ о.е.}$; $P_d = \text{var}$.

На рис. 1, в качестве примера, представлены фазовые траектории движения ротора генератора при одной мощности турбины генератора в исходном режиме и при различных условиях КЗ, отражаемых в значениях амплитуды угловой мощности в аварийном режиме.

Из анализа рис. 1 следует, что фазовые зависимости в послеаварийном режиме при разных видах КЗ и месте КЗ и одной мощности турбины исходного режима не изменяются, что подтверждает доказательство того, что при втором варианте сочетаний параметров разделяющая кривая пространство режимов на «эталонные» классов устойчивых и неустойчивых режимов КФ не изменяется.

Анализ результатов моделирования подтверждает, что использование в качестве разделяющей на эталонные классов поверхности в виде плоскости $E(X) = \Psi(P_0, \Delta P_0, t_{\text{ОТКЛ}}) = 0$ по методике [8] приводит к погрешностям выделения областей устойчивой и неустойчивой работы ЭЭС.

Так, на рис. 2 приведена зависимость небаланса мощности в первый момент КЗ от предельного времени отключения КЗ для различных значений мощности турбины в исходном режиме, которая представляет собой нелинейную зависимость. Результаты моделирования соответствуют уравнения $t_{\text{ПРОТКЛ}} = 0.12 \cdot \Delta P_0^{-1.25}$.

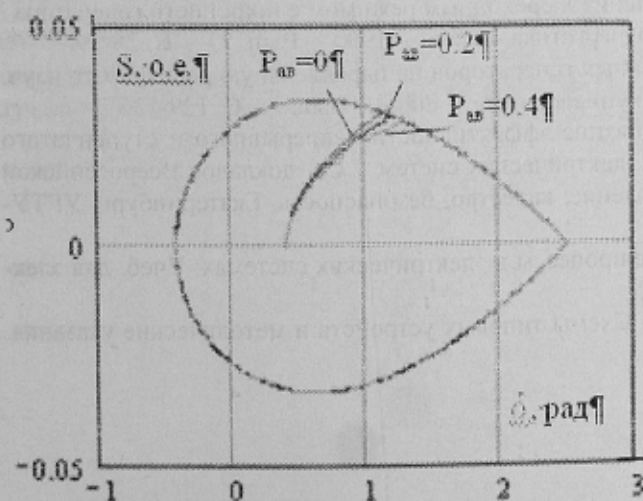


Рисунок 1 - Фазовые траектории ротора генератора

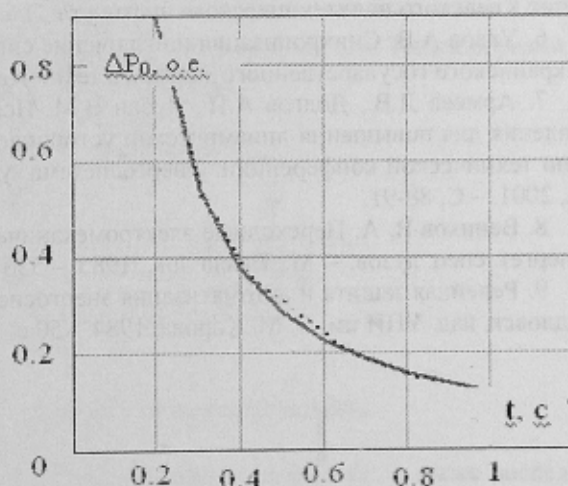


Рисунок 2 - Зависимость небаланса мощности от предельного времени отключения КЗ

Анализировались поверхности разделяющие пространство в координатах предельное время отключения КЗ, небаланс мощности генератора в начальный момент КЗ, мощность турбины исходного режима на классы эталонных устойчивых и неустойчивых режимов. Разделяющие поверхности получены в результате моделирования при следующих условиях:

- постоянство небаланса мощности, характерного для момента возникновения КЗ постоянно в течение всего процесса КЗ (допущение в [9] для сокращения времени обучения) и отсутствие демпферного момента;
- учет изменения небаланса мощности в процессе КЗ и отсутствие демпферного момента;
- учет изменения небаланса мощности в процессе КЗ и демпферного момента генератора;
- использование уравнения плоскости – $M_{разд}$

Анализ позволяет сделать выводы, что учет изменения небаланса мощности и демпферного момента генератора увеличивает предельное время отключения КЗ.

ВЫВОДЫ

1. Обеспечение параллельной работы электрических станций с электрической сетью является важной задачей повышения надежности ЭЭС в условиях фундаментальных изменений функционирования электроэнергетических систем. Решение этой задачи в значительной степени зависит от эффективности работы систем управления, которые должны в условиях, когда вероятность работы электроэнергетических объектов в непредусмотренных режимах значительно выросла, должны распознавать аварийные режимы и формировать соответствующие управляющие действия.

2. Зоны устойчивости и неустойчивости режимов, определенные при использовании разных моделей генератора, даже более простых по структуре ЭЭС, отличаются.

Сложность выделения эталонов классов устойчивых и неустойчивых режимов с помощью распознавания образов значительно растет с ростом количества информативных параметров. Существующие методики построения классификационных функций отличаются сложностью даже при тех допущениях, которые вносят дополнительные погрешности. С помощью графического изображения гиперповерхности, разделяющей зоны устойчивой и неустойчивой работы ЭЭС, показано, что она не может быть описана с достаточной точностью линейной зависимостью.

3. Разработан метод управления переходным процессом генератора на основе фазовых траекторий движения ротора. Получение классификационной функции для выделения зон устойчивости и неустойчивости работы ЭЭС менее трудоемко и не требует принятия допущений по сравнению с существующими подходами, использующими теорию распознавания образов.

4. Методику получения классификационной функции целесообразно использовать для оценки допустимости использования ПАПВ генераторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Wall E., Moe M. Generation of Ljapunov function to time-varying nonlinear systems//IEEE Trans. – 1969. - N5. – P. 211-216.
2. Павелла М. Об общей теории Ляпунова к практическому прямому методу анализа динамической устойчивости // Электричество. - 2000. - №6. – С. 14-26.
3. Богатырев Л.Л. Распознавание аварийных ситуаций в электроэнергетических системах // Электричество. – 1978. - N6. - С. 9-14.
4. Александров Е.П. Применение теории распознавания образов для классификации режимов сложных электрических систем // Электричество. – 1978. - N9. - С. 76 - 77.
5. Денисюк П. Л., Дейнечин А. В. Алгоритм управления переходным режимом синхронного генератора / Вестник Киевского политехнического института: Электроэнергетика. - Киев. – 1990. – Вып. 27. – С. 26-29.
6. Углов А.В. Синхронизация и включение синхронных генераторов на параллельную работу// Сб. науч. тр. Украинского государственного морского технического университета. – 2005. – Вып. 1 – С. 129-136.
7. Армеев Д.В., Долгов А.П., Чебан В.М. Исследование эффективности непрерывного и ступенчатого управления для повышения динамической устойчивости электрических систем // Сб. докладов Всероссийской научно технической конференции: Энергосистема: управление, качество, безопасность. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2001. – С. 88-91.
8. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с.
9. Релейная защита и автоматизация энергосистем. Схемы типовых устройств и методические указания. Свердловск, изд. УПИ им. С. М. Кирова, 1984. - 50 с.