

АНАЛОГО-ЦИФРОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ РАБОТЫ УСТРОЙСТВА СИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРА И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ЭТАЛОННОЙ МОДЕЛЮ

Н.А. Беляев, С.В. Свечкарев, Ю.В. Хрущев

ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»,
Энергетический институт, кафедра электрических сетей и электротехники

Введение

Включение генератора на параллельную работу с электрической сетью является одним из наиболее распространенных и важных динамических переходов в энергосистеме. Точное выполнение условий синхронизации в момент включения объединяющего выключателя способствует созданию благоприятных условий для включения, таких как отсутствие существенных бросков тока, снижение длительности и тяжести последующего переходного процесса. К вышеуказанным условиям относят соблюдение равенства модулей и фаз напряжения, а также равенства частот синхронизируемых объектов. Строго говоря, в идеализированном представлении, векторы напряжений генератора и сети должны быть равны по модулю, фазовому сдвигу и должны вращаться с одинаковыми значениями скорости и ускорения.

Наряду с требованием точности выполнения условий синхронизации следует учитывать требование быстродействия системы управления, обеспечивающей выполнение указанных условий.

Следует отметить, что единый для современных устройств автоматической синхронизации принцип подгонки частоты и ожидания момента совпадения фаз векторов напряжений [1, 2], несмотря на простоту, в общем случае нацелен на ускорение и автоматизацию действий, выполняемых при ручной синхронизации. При этом отсутствие целенаправленной процедуры перевода параметров синхронизации к конечным значениям обуславливает невозможность предварительного прогнозирования результатов управления, особенно в части времени, необходимого для выполнения условий синхронизации. Наиболее выражено данное свойство в условиях существующих колебаний и возмущений, способствующих изменению режимных параметров синхронизируемых объектов, что в большей степени характерно для задачи синхронизации частей энергосистемы.

Синхронизация с эталонной моделью

С целью построения более эффективных систем управления динамическими переходами энергосистем, в Энергетическом институте Томского политехнического университета был предложен способ управления генератором (а также частями энергосистем) с эталонной моделью [3, 4]. В частном случае предложенный подход к синтезу устройств управления может быть применен для решения задачи синхронизации генератора с электрической сетью. Способ основан на формировании эталонной модели в виде программной траектории движения (ПТД) для параметров синхронизации, обеспечивающей постепенный целенаправленный и одновременный перевод указанных параметров к конечным (желаемым) значениям в ходе процедуры управления.

Наиболее простым алгоритмом формирования ПТД является алгоритм, обеспечивающий постоянство небаланса мощности на валу генератора ΔP в ходе всего интервала управления t_T (рис. 1).

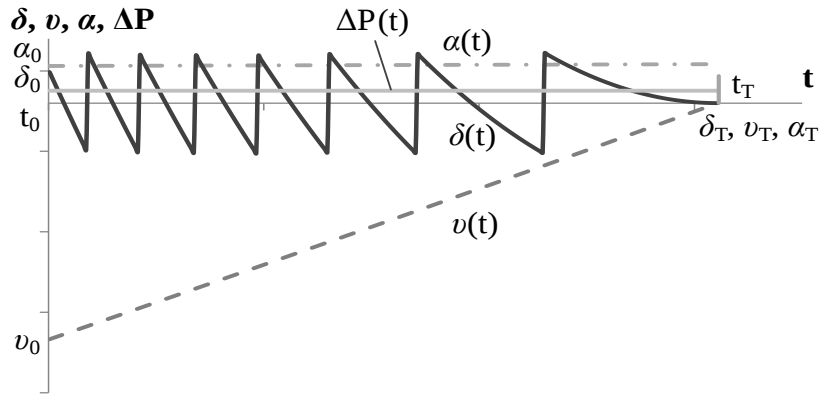


Рис.1. Алгоритм построения ПТД постоянного небаланса

Соответствующая указанному алгоритму ПТД может быть получена путем решения уравнения движения ротора генератора (однородного дифференциального уравнения) относительно угла между векторами напряжения генератора и сети δ :

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} - \frac{\Delta P}{T_j} \frac{d\delta}{dt} = 0. \quad (1)$$

С учетом начальных условий решение будет иметь вид:

$$\delta = \delta_0 - \omega_c t - \frac{\nu_0 + \omega_c}{\Delta P} T_j + \frac{\nu_0 + \omega_c}{\Delta P} T_j e^{\frac{\Delta P}{T_j} t}, \quad (2)$$

где ω_c – частота напряжения электрической сети; δ и ν – относительные угол и скорость.

Выражая небаланс мощности, с учетом конечных условий, получим:

$$\Delta P = T_j \frac{\nu_0 + \omega_c \ln\left(\frac{\omega_c}{\nu_0 + \omega_c}\right)}{(\delta_0 + 2\pi n)}, \quad (3)$$

где n – число оборотов относительного движения векторов напряжения генератора и сети. Из (3) следует, что

$$n = -\frac{\delta_0}{2\pi} + T_j \frac{\nu_0 + \omega_c \ln\left(\frac{\omega_c}{\nu_0 + \omega_c}\right)}{2\pi \Delta P_0}. \quad (4)$$

Полученное значение n следует округлить до ближайшего большего целого значения. Следует отметить, что в зависимости от начальных условий полученное по (4) значение n может быть отрицательным. В этих случаях следует использовать формулу:

$$n = 1 - \frac{\delta_0}{2\pi} + T_j \frac{\nu_0 + \omega_c \ln\left(\frac{\omega_c}{\nu_0 + \omega_c}\right)}{2\pi \Delta P_0}. \quad (5)$$

Значение небаланса, необходимое для успешного управления может быть определено путем подстановки в (3) полученного целого положительного значения n по (4) или (5). Время, необходимое для перехода угла и скорости эталонной модели к нулевым значениям составляет величину:

$$t_T = \frac{(\delta_0 + 2\pi) \ln\left(\frac{\omega_c}{\nu_0 + \omega_c}\right)}{\nu_0 + \omega_c \ln\left(\frac{\omega_c}{\nu_0 + \omega_c}\right)}. \quad (6)$$

Небаланс мощности в конце интервала управления обнуляется скачком.

Выражения (3-6) используются при наличии некоторого начального небаланса мощности ΔP_0 на валу генератора. При этом для снижения интенсивности начального управляющего воздействия учитывается, что небаланс, необходимый для успешного управления по построенной траектории $\Delta P(t)$ должен быть близок по значению к ΔP_0 . В случае если начальный небаланс близок к нулю, указанная задача решается исходя из желаемой продолжительности процесса синхронизации с учетом ограничений по интенсивности и величине первичных управляющих воздействий.

Результаты моделирования

С целью апробации предложенного алгоритма и последующего создания более полной модели автоматического устройства синхронизации было произведено моделирование движения параметров генератора по построенной для них ПТД. Моделирование производилось при помощи всережимного моделирующего комплекса реального времени электроэнергетической системы (ВМК РВ ЭЭС), разработанного в Томском политехническом университете. Комплекс представляет собой параллельную многопроцессорную программно-техническую систему реального времени гибридного типа и состоит из совокупности специализированных гибридных процессоров (модулей), предназначенных для аналого-цифрового воспроизведения высокоточных математических моделей соответствующих элементов ЭЭС. В качестве выходных сигналов каждый модуль генерирует физические токи и напряжения, пропорциональные моделируемым реальным параметрам режима. Объединение модулей в требуемую схему осуществляется на физическом уровне. Управление процессами моделирования производится при помощи персонального компьютера.

Комплекс позволяет производить моделирование в режиме реального времени, без необходимости в декомпозиции процессов происходящих в энергосистеме, и позволяет создавать модели автоматических устройств регулирования, обладающих алгоритмами работы высокой сложности.

Для моделирования в данном случае была собрана схема типа «машина-шины», в которой осуществлялось моделирование процесса синхронизации генератора («машины») с электрической сетью («шинами»). Адекватность процессов регулирования частоты и напряжения генератора достигалась благодаря использованию высокоточных математических моделей первичного двигателя, автоматического регулятора частоты и мощности, автоматического регулятора возбуждения (АРВ СДП1). При этом процесс получения первичной информации, ее обработка и реализация алгоритмов управления были максимально приближены к условиям работы реальных устройств автоматической синхронизации. С целью упрощения первичной модели, а также для обеспечения сопоставимости результатов моделирования, полученных на ВМК РВ ЭЭС с результатами других программных комплексов, постоянная времени механизма управления турбиной не учитывалась ($T_{\text{мт}} = 0$).

На рисунке 2 представлены результаты моделирования, полученные на ВМК РВ ЭЭС и обработанные при помощи программного комплекса MSOfficeExcel. Изменение относительного угла δ на рис. 2 представлено в виде постоянно возрастающей кривой для удобства анализа полученных результатов. Конечное значение угла кратно 360 градусам, что соответствует его нулевому значению.

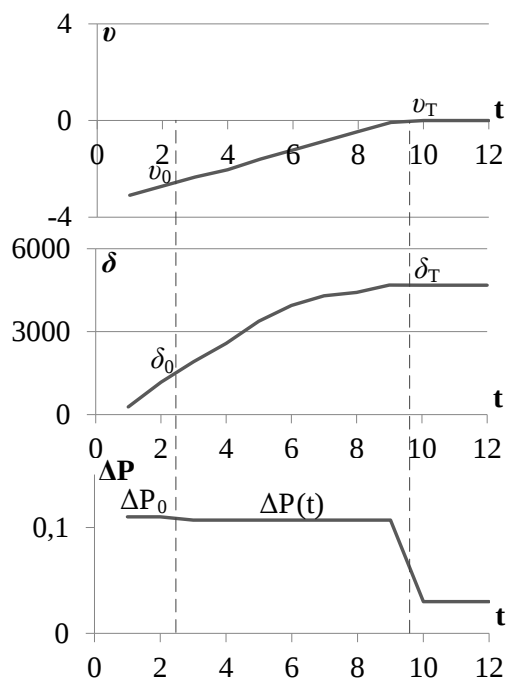


Рис. 2. Результаты моделирования на ВМК РВ ЭЭС

Как видно из рисунка 2, значение небаланса мощности постоянно на всем интервале управления, что соответствует выражению (3). Время, необходимое для синхронизации определялось по (6). Включение выключателя произведено в момент времени 9,5 секунды, и не вызвало существенных возмущений и колебаний параметров, что обеспечено выполнением условий синхронизации.

Следует отметить, что ранее моделирование процесса синхронизации генератора и сети по предложенному алгоритму было проведено в ПК Mustang и показало аналогичные с ВМК РВ ЭЭС результаты (рис. 3). Однако, ввиду невозможности создания в ПК Mustang устройств автоматического управления, обладающих алгоритмами высокой сложности, дальнейшее моделирование целесообразно проводить на ВМК РВ ЭЭС.

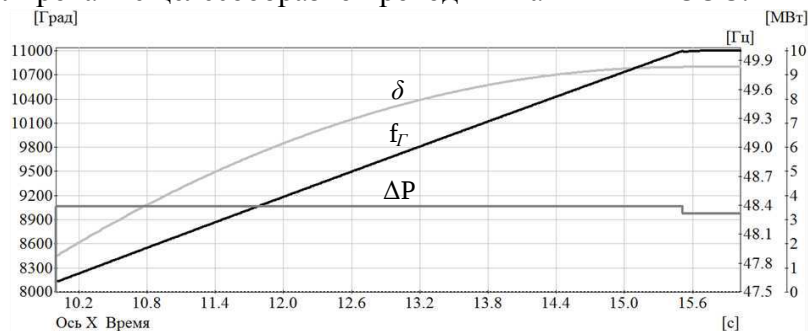


Рис. 3. Результаты моделирования в ПК Mustang

ВЫВОДЫ

Результаты моделирования позволяют сделать вывод об эффективности применения ВМК РВ ЭЭС для создания модели устройства автоматической синхронизации генератора с электрической сетью. При этом ранее проведенное моделирование движения параметров генератора по ПТД в ПК Mustang показало аналогичные результаты, однако, ввиду ограниченных возможностей моделирования устройств автоматики, ПК Mustang не позволяет создать более глубокую модель устройства. В дальнейшем моделирование будет выполняться на ВМК РВ ЭЭС, с учетом инерционности механизма управления турбины, влияние которой будет компенсироваться применением алгоритмов компенсации отклонений параметров синхронизации от построенной для них ПТД.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических

систем: Учебник для вузов / Под ред. А. Ф. Дьякова. М.: НЦ ЭНАС, 2000. 504 с.

2. SYNCHROTECT. Synchronizing and paralleling devices and systems. Datasheet. ABB, 2007.

3. Хрущёв Ю.В. Управление движением генераторов в динамических переходах энергосистем. Томск: STT, 2001. 310 с.

4. Пат. 2457597 РФ, МПК H02J3/42. Способ синхронизации возбужденной синхронной машины с сетью / Н.А. Беляев, Ю.В. Хрущев № 2011120883/07; заявл. 24.05.11; опубл. 27.07.12, Бюл. №21.

Научный руководитель: Ю.В. Хрущев, д.т.н., профессор кафедры электрических сетей и электротехники Энергетического института ФГАОУ ВО НИ ТПУ.

ПРИМЕНЕНИЕ ШИМ-УПРАВЛЯЕМОЙ ИНДУКТИВНОСТИ В СИСТЕМЕ КОМПЕНСАЦИИ ЁМКОСТНЫХ ТОКОВ ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ СМОЛЕНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЕТЕЙ

К.А. Булыгин

Филиал ОАО «СО ЕЭС» Региональное диспетчерское управление энергосистемами
Смоленской, Брянской и Калужской областей

В конце 2013 года ОАО «Россеть», основываясь на принятой Правительством РФ Энергетической стратегии до 2030 года, утвердило Положение ОАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе» [1]. В этих документах особое место отводится созданию активно-адаптивных электросетей или «Smart Grid» (Self Monitoring Analysis and Reporting Technology – технология самодиагностики, анализа и отчета). На сегодняшний день под данным термином подразумевается концепция энергосистемы будущего, объединяющей в себе целый ряд перспективных технологий, таких как:

- мониторинг состояния и управления оборудованием;
- автоматизированный учет и информационные системы потребителей;
- автоматизация для повышения надежности электроснабжения;
- интеграция источников электроэнергии малой мощности;
- управление данными;
- управление оперативными выездными бригадами.

На Западе понятие Smart Grid связывают с интеграцией возобновляемых источников энергии с электроэнергетическими системами и формированием активных и адаптивных свойств распределительных сетей (например, самодиагностика и самовосстановление). Кроме того, акцент делается на устройствах учета, соединенных в единую информационную сеть и позволяющих оптимизировать расход энергии в разное время суток.

В РФ сложилось иное, более широкое представление об «интеллектуальных сетях» – это комплекс современного электрооборудования (ЛЭП, автотрансформаторы, коммутационные аппараты т.д.), управление взаимосвязанными технологическими режимами работы в котором осуществляется через единую автоматизированную систему, обеспечивающую наличие таких свойств как самодиагностика и самовосстановление, резервирование мощности на случай нештатных ситуаций в энергосистеме, накопление электроэнергии для последующего использования его в часы пиковых нагрузок.

На сегодняшний день тема развития интеллектуальных сетей в отечественном электроэнергетическом комплексе широко обсуждается на разных уровнях. На фоне