Применение фазовой форсировки возбуждения асинхронизированного синхронного генератора для улучшения динамических свойств распределенной генерации

В Европе малая генерация в большей степени представлена установками на возобновляемых источниках энергии, такими как солнечные и ветряные электростанции, основная проблема которых заключается в нестабильности первичного источника. Если солнечная электростанция генерирует электроэнергию посредством фотоэлементов и преобразует частоту с помощью полупроводниковых преобразователей, то для ветряных электростанций необходимо решить вопрос непостоянности механического момента.
В качестве решения данной проблемы широко применяются асинхронизированные синхронные генераторы (АСГ) [1, 2].

Авторы:
Чусовитин П.В.,
Мухлынин Н.Д.,
Малоземова О.Ю.

В России вопрос стоит несколько иначе. Малая генерация в основном представлена установками на органическом топливе. Вопрос переменности вращающего момента, а значит, регулирования частоты вращения в нормальном эксплуатационном режиме отсутствует. Одна из проблем эксплуатации таких установок малой генерации заключается в недостаточной устойчивости используемых в них генераторов, данная проблема связана с их небольшой инерцией [3].

В качестве решения данной проблемы также предлагается использовать АСГ, но иного типа. В отличие от обычных синхронных генераторов (СГ) АСГ обладают большей устойчивостью к динамическим возмущениям. В данный момент в Европе применяются АСГ с тиристорными преобразователями частоты. Однако данное решение является дорогостоящим.

В России АСГ начали использовать еще в 80–90-е годы прошлого столетия [4], но это было вызвано не необходимостью повышения устойчивости, а желанием ликвидировать повышенные уровни напряжения в сети, возникшие в те годы в связи с закрытием промышленных предприятий. Поэтому частично начали использовать упрощенную конструкцию АСГ, которую и предлагается использовать для улучшения динамических характеристик синхронных генераторов малой мощности.

Для турбогенераторов не требуется регулировать частоту вращения в таком широком диапазоне и так многократно, как для ветрогенерато-

ров, поэтому предлагается использовать АСГ, позволяющие поворачивать поле ротора на 90° без возможности вращать его с какой-либо частотой. Данные машины лишь на 20–30 % дороже обычных СГ [5, 6]. При таком незначительном удорожании в стоимости данный генератор может сохранять устойчивость в более широком диапазоне возмущений.

КОНСТРУКЦИЯ И ПРИНЦИП РАБОТЫ

Рассматриваемый АСГ имеет две роторные обмотки, сдвинутые на 90°, питающиеся постоянным током. ЭДС можно поворачивать на угол до 90° за счет изменения соотношения токов в роторных обмотках. Возможность поворачивать ЭДС позволяет увеличить площадку торможения и, тем самым, повысить устойчивость генератора к возмущениям [7, 8].

Данный эффект проиллюстрирован на рисунке 1. Кривая P1(δ) – характеристика нормального режима генератора, P_t – номинальная мощность турбины. Во время возмущения кривая угловой характеристики становится ниже – $P_2(\delta)$, определяя площадку ускорения (область, выделенная красным цветом). Кривая $P_3(\delta)$ является характеристикой генератора послеаварийного режима (желтым цветом выделена площадка торможения). Видно, что площадка ускорения больше площадки торможения, что указывает на неустойчивость переходного процесса. Кривая $P_4(\delta)$ – характеристика генератора при фазовой форсировке возбуждения. Таким образом, данное управляющее воздействие позволяет увеличить площадку торможения, а значит позволяет сохранить устойчивую работу генератора при данном возмущении [9].

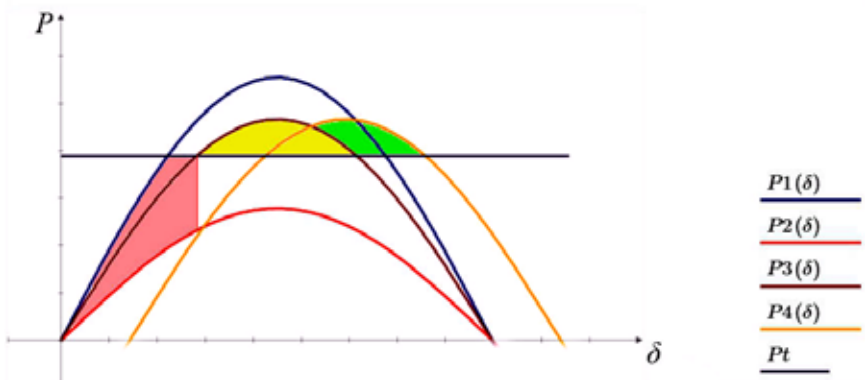

Рис. 1. Угловая характеристика генератора с фазовой форсировкой возбуждения

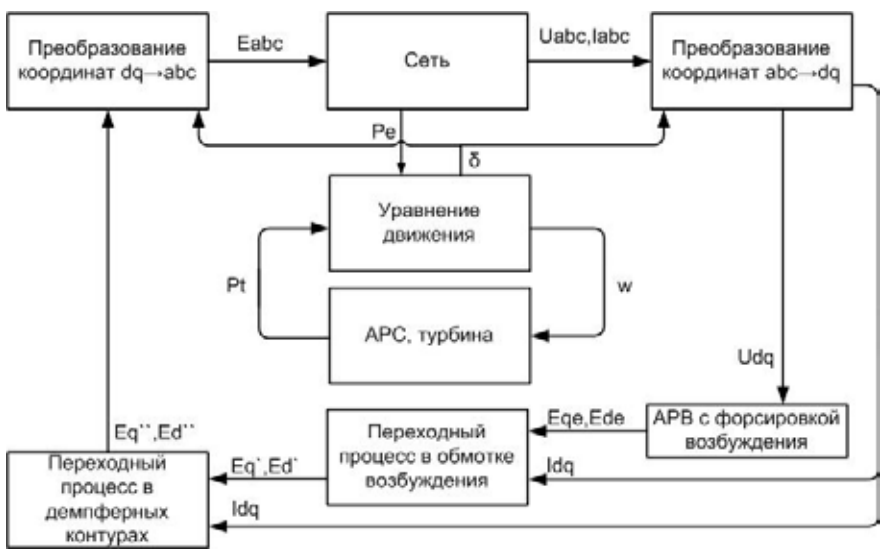

Рис. 2. Блочная схема модели АСГ

ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ

Для создания экспериментальной модели АСГ использовался ПК “MatLab”[10]. Блочная схема модели показана на рисунке 2. АРВ производит форсировку возбуждения по осям *q* и *d*. ЭДС, пропорциональная вынужденной составляющей тока обмотки возбуждения (Eqe, Ede), вместе с токами из сети поступают на блок, рассчитывающий переходный процесс в обмотке возбуждения (переходные ЭДС статора). Затем, по полученным значениям осуществляется расчет переходного процесса в демпферных контурах, результатом расчета являются сверхпереходные ЭДС генератора, которые после преобразования координат поступают в сеть для расчета режима.

Из расчета режима сети поступает электромагнитная мощность генератора, а с блока турбины с АРС берется мощность турбины. По этим данным с помощью уравнения движения производится расчет скорости вращения и угла генератора. Угол поступает на блоки преобразования координат, а по скорости рассчитывается управляющее воздействие АРС. Цикл расчета замкнутый, напряжения поступают для расчета управляющего воздействия АРВ, а токи – для расчета переходных процессов в роторных контурах.

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Данная модель генератора была подвергнута эксперименту при работе в простейшей сети высокого напряжения из двух узлов и при работе в распределительной сети.

В схему вводилось возмущение – короткое замыкание (КЗ). Сразу после возникновения КЗ производилась форсировка возбуждения (в течение двух секунд), кроме того, в результате регулирования составляющей ЭДС по оси *d*, изменялась фаза ЭДС. После отключения форсировки модуль вектора ЭДС

Чусовитин П.В., к.т.н., доцент кафедры Автоматизированных электрических систем УрФУ,
Мухлынин Н.Д., ассистент кафедры Автоматизированных электрических систем УрФУ,
Малоземова О.Ю., студент кафедры Автоматизированных Электрических систем УрФУ

Рис. 3. Генератор в простейшей сети

снижался до первоначального значения, а фаза сохранялась на значении соответствующем фазе при форсировке. Далее для нахождения предельного времени продолжительности КЗ последовательно увеличивалось время КЗ.

Результаты моделирования реакции генератора на КЗ в простейшей сети и в распределительной сети показали качественное отличие режимов работы.

РАБОТА ГЕНЕРАТОРА В ПРОСТЕЙШЕЙ СЕТИ

Схема сети показана на рисунке 3. Простейшая сеть состоит из центра питания (ЦП), двух линий, трансформатора 220/10 кВ и турбогенератора с номинальной мощностью 110 МВт.

В простейшей сети фазовая форсировка возбуждения позволила значительно увеличить предельное время отключения КЗ. На рисунке 4 представлены результаты эксперимента для трехкратной и четырехкратной форсировки. Как видно из рисунка, при четырехкратной фазовой форсировке удается увеличить предельную продолжительность короткого замыкания на 0,14 с по сравнению с обычной форсировкой. Когда фаза ЭДС превышает 50°, начинается колебательное нарушение устойчивости, что требует дополнительного исследования.

На рисунке 5 представлен график зависимости угла от времени для режима КЗ с форсировкой возбуждения по оси *q* (изменение ЭДС, пропорциональной вынужденной составляющей тока ОВ, по модулю) и с форсировкой возбуждения по обеим осям – *q* и *d* (изменение ЭДС по модулю и по фазе). Время КЗ – предельное для случая форсировки по одной оси. Как видно из рисунка, при изменении ЭДС по модулю и по фазе колебания угла имеют меньшую амплитуду, в отличие от случая изменения ЭДС только по модулю. Также видно, что угол устанавливается в другое значение, хотя выдаваемая мощность та же.

На рисунке 6 показан график изменения скорости во времени. Из данного рисунка видно, что колебания скорости также при форсировке возбуждения по двум осям меньше, чем при форсировке только по одной оси.

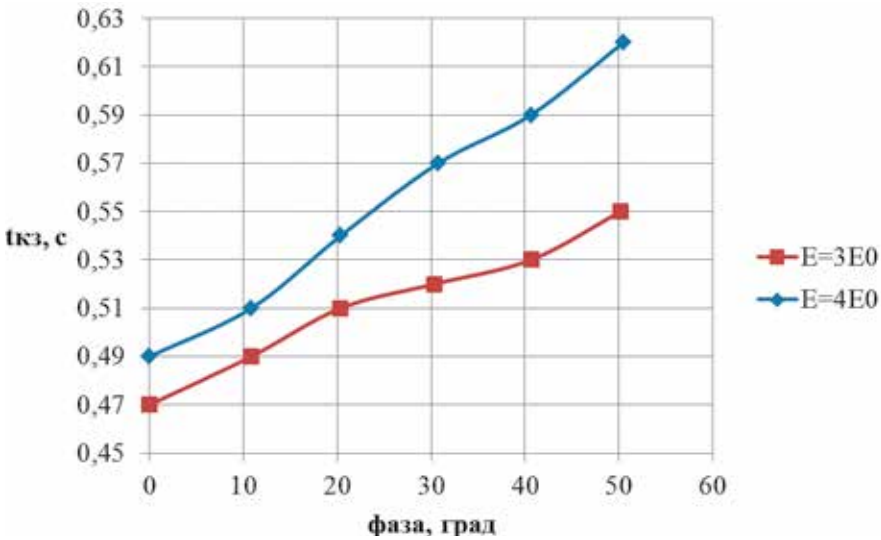

Рис. 4. Зависимость времени короткого замыкания от фазы ЭДС

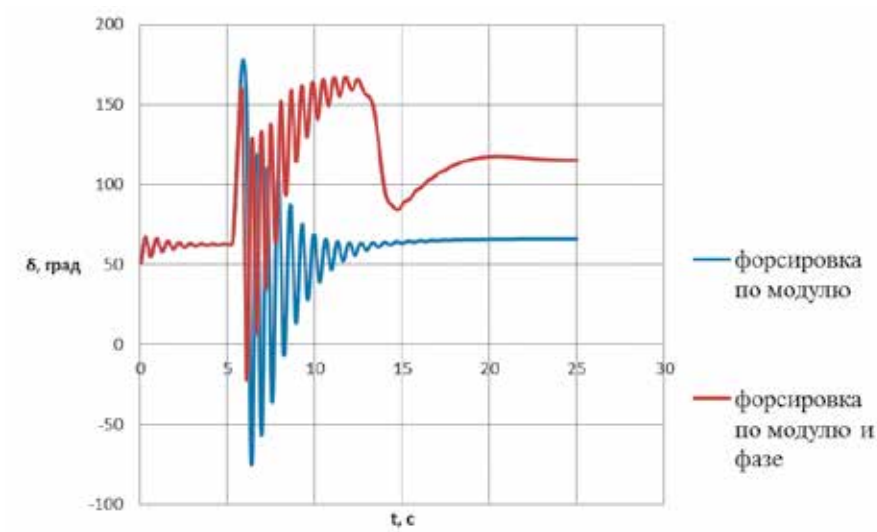

Рис. 5. Изменение угла генератора во времени

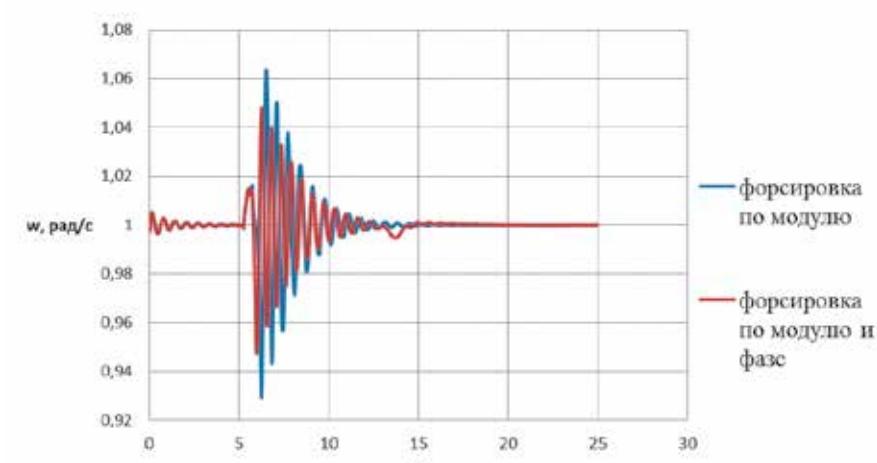

Рис. 6. Изменение скорости генератора во времени

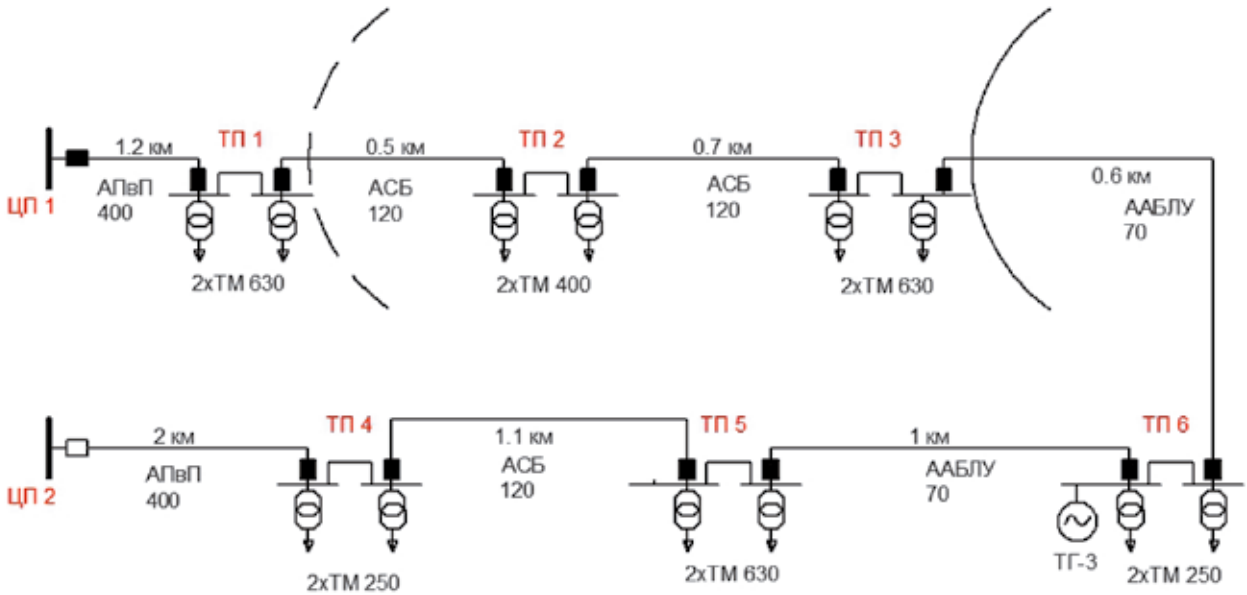

Рис. 7. Распределительная сеть

РАБОТА ГЕНЕРАТОРА В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Распределительная сеть состоит из ЦП (рис. 7), шести трансформаторных подстанций с трансформаторами 10/0,4 кВ и генератора с номинальной мощностью 3 МВт, установленного на одной из подстанций. Суммарное потребление сети 6 МВА.

В ходе эксперимента было обнаружено, что фазовая форсировка возбуждения генератора в распределительной сети дает возможность увеличить зону КЗ, при которых генератор сохраняет синхронную работу. На рисунке 7 пунктиром показана область, КЗ в которой вызывает нарушение устойчивости при обычной форсировке возбуждения, а сплошной линией показана область, КЗ в которой опасно при фазовой форсировке. Продолжительность КЗ была принята 0,27 с. Как видно, область в последнем случае значительно меньше.

ВЫВОДЫ

Проведенный вычислительный эксперимент показал, что смещение характеристики за счет форсировки возбуждения по оси *d* позволяет снизить амплитуду колебаний в переходном процессе, а также увеличить предельное время отключения КЗ. Из этого следует, что АСГ более устойчивы к возмущениям, чем обычные СГ, а, следовательно, их применение поможет снизить вероятность нарушение устойчивости объектов малой генерации.

В перспективе планируется разработка адаптивного алгоритма выбора соотношения токов обмоток ротора для оптимального изменения фазы ЭДС и повышения динамический устойчивости АСГ.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Hofmann W., Okafor F.* Doubly-Fed Full-Controlled Induction Wind Generator for Optimal Power Utilisation // Proceedings of the PEDS'01. 2001.

2. *B.H. Chowary, Srinivas Chellapilla,* "Doubly-fed induction generator for variable speed wind power generation" Transactions on Electric Power System Research, Vol.76,pp. 786–800, Jan 2006.

3. *Данилевич Я.Б., Богуславский И.З.* Асинхронизированные синхронные генераторы для ветроэлектростанций и малых ГЭС// International Scientific Journal for Alternative Energy and Ecology. – 2004. – № 7. С. 19–21.

4. *Лабунец И.А.* Асинхронизированные турбогенераторы. Качественное регулирование напряжения // Новости Электротехники-2007. – № 1.

5. *Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г.* Применение гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. М.: ТОРУС ПРЕСС, 2011. 312 с.

6. *Лоханин, Е.К.* Моделирование асинхронизированного генератора / Е.К. Лоханин, А.И. Скрыпник // Электричество. – 2000. – № 6. – С. 32-36.

7. *Богословский Б.М., Бунчак Ю.Е.* Вопросы включения АСТГ на параллельную работу с энергосистемой. Электромех. преобразователи энергии. Киев: Наукова думка, 1986.

8. *Зархи М.И.* Промышленные испытания асинхронизированного генератора мощностью 50 МВА // Электричество. – 2006. – № 4. – С. 52-54.

9. *Kundur P.* Power System Stability and Control, McGraw-Hill, Inc., 1994.

10. *Черных И.В.* SimPowerSystems: Моделирование электротехнических устройств и систем в Simulink. – М., ДМК Пресс, 2011.