

**ИССЛЕДОВАНИЕ ФАЗОВОГО УПРАВЛЕНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СИНХРОННОЙ
ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ**Палухин Н.Е., Лобаненко Г.И.Научный руководитель: Вайнштейн Р.А., профессор, д.т.н.
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
Россия, г.Томск, пр. Ленина, 30, 634050
E-mail: paluhin.kolka@gmail.com**STUDY OF PHASE CONTROL FOR SYNCHRONOUS TRANSIENT STABILITY**Palukhin N.E., Lobanenko G.I.Scientific Supervisor: Prof., Dr. Vaynshteyn R.A.
Language Supervisor: Associate Professor, Ph.D. Tarasova E.S.
Tomsk Polytechnic University, Russia, Tomsk, Lenin str., 30, 634050
E-mail: paluhin_kolka@gmail.com**Abstract**

Background: During operation of power systems there is the problem of synchronic transient stability of generators for nearby and prolonged faults. Possible control actions to ensure dynamic stability are the following: electric braking, emergency regulation of turbine, partial generation-shedding. However these control actions cannot be applied in all cases. Therefore, in this paper we consider another possible kind of the control actions - the phase control. To apply phase control for the transient processes it is necessary to solve the tasks: dosage of impacts by value of the phase shift and the time of control activation/ removal.

Materials and methods: In the study we used the materials describing the technical means for the implementation of phase control and the publications of other authors. The impacts dosage in the form of phase control is modelled on the basis Mathcad and Mustang software package.

Results: It is shown that for the successful phase control which maintains synchronic transient stability a certain range of the phase shift and the time for activation and removal of the control action are required.

Conclusions: The phase control can be an effective tool for maintaining synchronic transient stability in some specific conditions. Further research of phase control should be directed to the development of its applications using specific hardware.

Key words: synchronic transient stability of a power system, phase control, control action adjustment.

В настоящее время уделяется большое внимание вопросу динамической устойчивости (ДУ) генераторов электроэнергетических систем (ЭЭС). Это связано с тем, что во многих случаях при нормативных возмущениях [1] синхронная динамическая устойчивость (СДУ) генераторов электростанций (ЭС) нарушается. При этом имеется ввиду возмущение в виде близких коротких замыканий (КЗ) с отказом выключателя и действием устройства резервирования отказа выключателей (УРОВ). Поскольку ЭС, как правило, связаны с энергосистемой довольно сильными связями, то чаще всего после кратковременного асинхронного режима наступает ресинхронизация. Несмотря на это, желательно по возможности принимать меры для сохранения СДУ. Так как при асинхронном режиме электрический центр может оказаться расположенным близко к точкам подключения ответственных потребителей, и поэтому может произойти нарушение технологического процесса у этих потребителей.

Возможными способами для обеспечения СДУ являются: электрическое торможение, аварийное регулирование турбин и отключение части генераторов ЭС. [2]

Возможность использования электрического торможения ограничена, так как для его осуществления требуется дорогостоящие нестандартные технические средства. И, кроме этого,

применение электрического торможения может быть затруднено, если оно не было предусмотрено при компоновке оборудования на стадии проектирования.

Аварийное регулирование турбин и, в частности, импульсная разгрузка турбин в принципе применима на мощных тепловых ЭС, на которых регуляторы частоты вращения турбин могут быть оборудованы электрогидравлическими приставками для управления турбиной подачей электрических сигналов. На теплофикационных турбинах такая возможность не предусматривается.

Отключение части генераторов, особенно на тепловых электростанциях, очень нежелательно. Резкий сброс нагрузки вызывает увеличение частоты вращения турбины, при котором регулирующие клапаны почти полностью закрываются, что приводит к повышению давления в главном паропроводе. К тому же, для обратного включения генератора и набора нагрузки требуется достаточно большое время.

В последнее время имеется опыт применения для сохранения СДУ ускорения УРОВ по факту фиксации тяжести короткого замыкания. Время отключения КЗ за счет ускорения УРОВ может быть уменьшено не более чем на 0,2 секунды. Применение ускорения УРОВ, например, на Березовской ГРЭС позволило существенно повысить допустимую, из условия сохранения СДУ, мощность электростанции в доаварийном режиме [3]. Однако, полностью исключить необходимость отключения генераторов в некоторых тяжелых режимах при близких и затяжных КЗ не удастся.

В связи с этим в данной работе рассматривается еще одна возможность для решения задачи обеспечения сохранения СДУ, а именно применение фазового управления. Использование фазового управления для установившихся режимов позволяет осуществить желаемое перераспределение потоков активной мощности по элементам сети. Известно так же предложение по использованию фазового управления для повышения уровня ДУ [4]. Применение фазового управления в настоящее время принципиально возможно также в связи с появлением быстродействующих фазопоротных устройств (ФПУ) [5].

Как и при любом управляющем воздействии, при фазовом управлении требуется определенная дозировка воздействия. В данном случае параметром дозировки является фазовый угол, на который нужно изменить вектор напряжения в месте установки фазопоротного устройства. Важным, также, является выбор момента времени изменения фазы после возникновения возмущения и момента времени возврата фазы к исходному значению.

Исследования выполнены аналитически для простой одномашинной схемы энергосистемы (рис. 1). Сопротивления всех элементов схемы приняты чисто реактивными. В доаварийном режиме вся вырабатываемая мощность в выделенной эквивалентной части энергосистемы передается в энергообъединение.

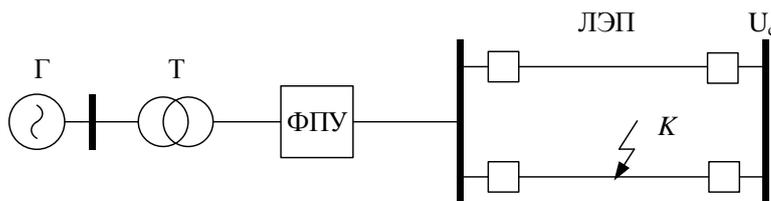


Рис. 1. Одномашинная схема энергосистемы

Как известно, относительное движение ротора генератора, в рамках принятых в модели

допущений, описывается следующей системой уравнений:

$$\begin{cases} \frac{ds}{dt} = \frac{1}{T_j} \cdot (P_{T^*} - P_{Э^*}) \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega_{ном} \cdot s \end{cases}, \quad (1)$$

где s – относительное скольжение ротора генератора;

δ – угол между векторами ЭДС генератора и напряжения системы;

P_{T^*} и $P_{Э^*}$ – мощность турбины и электромагнитная мощность генератора в относительных единицах.

Электромагнитная мощность генератора может быть представлена в виде двух составляющих:

$$P_{Э^*} = P_{C^*} + P_{aC^*},$$

где P_{C^*} – синхронная составляющая мощности, равная $P_{C^*} = P_m \cdot \sin(\delta)$;

P_{aC^*} – асинхронная составляющая мощности.

В силу малости скольжения, принимаем, что асинхронная мощность пропорциональна скольжению:

$$P_{aC^*} = D \cdot s$$

В качестве расчётного возмущения принимается КЗ с последующим отключением поврежденной цепи линии действием релейной защиты. Так же принимается, что условие статической устойчивости в послеаварийном режиме сохраняется, а ДУ нарушается. Принятому характеру процесса соответствуют угловые характеристики мощности 1, 2 и 3, представленные на рисунке 2.

Фазовое управление моделируется сдвигом угловой характеристики мощности генератора в послеаварийном режиме на определенный угол ($\delta_{упр}$).

$$P_*(\delta) = P_m \cdot \sin(\delta - \delta_{упр}),$$

На рисунке 2 поясняется принцип фазового управления для сохранения СДУ при угле $\delta_{упр} = 20^\circ$.

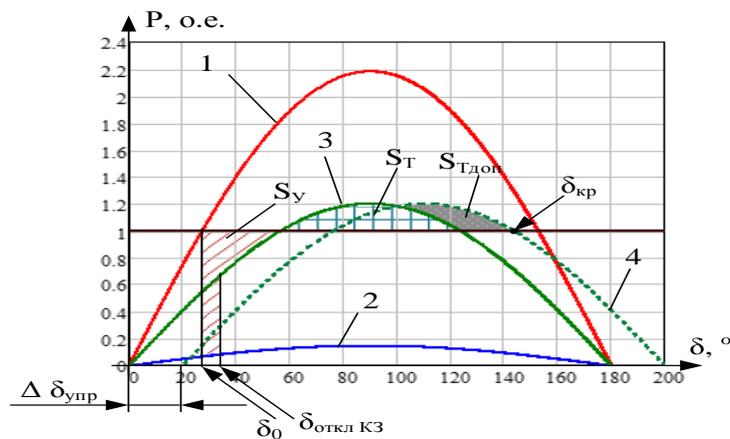


Рис. 2. Угловые характеристики мощности электропередачи

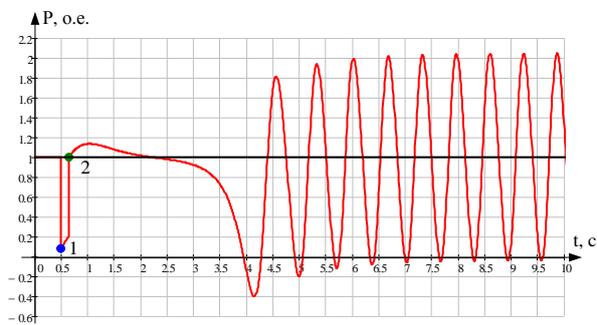
1 – доаварийного режима; 2 – аварийного режима; 3 – послеаварийного режима; 4 – послеаварийного режима с применением ФПУ

Как видно, за счёт фазового управления увеличивается площадка торможения.

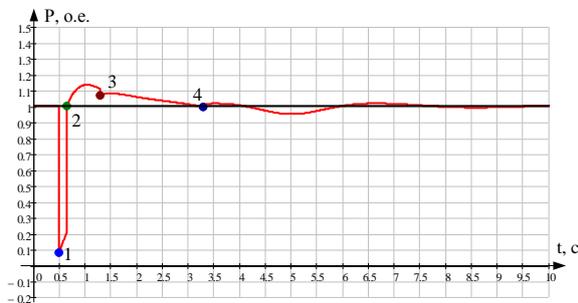
Зависимость электромагнитной мощности от времени, полученная путем решения системы уравнений (1) с учетом асинхронной мощности представлена на рисунке 3.

Задачу определения дозировки воздействия при фазовом управлении решим на основе сопоставления энергии ускорения и энергии торможения во время переходного процесса. Энергии определяем, как интеграл электромагнитной мощности по времени с учётом асинхронной составляющей.

Ниже на рисунках 3, 4 изображены зависимости мощности от времени с указанием характерных точек для двух случаев: с нарушением динамической устойчивости (без применения фазового управления); с сохранением синхронной динамической устойчивости (с применением фазового управления)



а



б

Рис. 3. Изменение электромагнитной мощности генератора от времени.

а – с нарушением СДУ без применения ФПУ;

б – с сохранением СДУ за счет фазового управления.

На графиках обозначено: точка 1 – момент возникновения КЗ; точка 2 – момент отключения КЗ действием релейной защиты; точка 3 – момент введения фазового управления; точка 4 – момент снятия фазового управления.

Задача дозировки управляющего воздействия по значению угла управления и времени ввода и снятия управления решается сопоставлением энергии ускорения и максимально возможной энергии торможения, которые определяются, соответственно, как интеграл электромагнитной мощности по времени. Энергия ускорения определяется за время существования КЗ, а энергия торможения

определяется как интеграл от момента отключения КЗ до момента достижения критического угла.

На рисунке 4 приведена зависимость отношения энергии торможения к энергии ускорения от угла управления при неизменных моментах времени ввода и снятия управляющего воздействия.



Рис. 4. Зависимость эффективности фазового управления от угла сдвига

Как видно, при принятых условиях, достигается сохранение СДУ при достаточно широком диапазоне изменения угла управления.

Вывод. Фазовое управление может быть достаточно эффективным средством для сохранения СДУ генераторов ЭС. При этом условие сохранения СДУ не критично к выбору значения угла управления в достаточно широком диапазоне.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Методическая указания по устойчивости энергосистем (утвержден приказом Минэнерго России от 30.09.2003 №277). – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 16 с.
2. Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е., Окин А. А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.: ил.
3. Вагапов Н. Р. Управляющее воздействие «Ускорение УРОВ» и динамическая устойчивость Березовской ГРЭС // Релейная защита и автоматизация. Журн. 2014. №1(14). С. 26-29.
4. Чебан В. М., Ландман А. К., Фишов А. Г. Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях: Учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1990 – 144 с.: ил.
5. Асташев М. Г., Новиков М. А., Панфилов Д. И. Применение фазоповоротных устройств в активно-адаптивных электрических сетях. // Энергия единой сети. Журн. 2013. №5. С.70-77.