

Вывод расчетных значений режима можно производить в табличном виде и на графической схеме сети.

Программа дорабатывается функцией создания элементов сети и привязкой их к местности с использованием растровых карт.

Программа «Azimut 6-35» написана на алгоритмическом языке высокого уровня C++Builder [1] и предлагается для использования в учебно-исследовательском процессе кафедры «Электрические системы» БНТУ, а также для расчета и анализа установившихся режимов разомкнутых электрических сетей 6–35 кВ в филиалах областных энергообъединений.

Литература

1. Архангельский А. Программирование в C++ Builder 6 и 2006. – М.: Бином, 2007.
2. Фурсанов М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. – Минск: УВИЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005.

УДК 621.3

ОПТИМИЗАЦИЯ УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ

Филипчик Ю.Д.

Управление режимами электрических систем и особенно переходными процессами требует все большей степени введения новых устройств регулирования и системной автоматики для воздействия на развивающиеся процессы с целью достижения оптимального выхода из аварийного состояния.

В этом отношении одной из главных проблем является обеспечение качества переходных процессов при их управлении. Специфические особенности энергетических систем создают большие затруднения при непосредственном применении методов теории автоматического регулирования, в связи, с чем требуется адаптирование существующих и создание новых методов, отвечающих целям управления динамическим поведением энергетических систем.

Необходимо отметить, что применение неснимающихся управляющих воздействий для повышения устойчивости, таких как отключение нагрузки или турбогенераторов, связано с ущербом от недоотпуска электрической энергии потребителям, пережога топлива на электростанциях, возможности повреждения оборудования. Интенсивность таких воздействий должна быть минимально необходимой для обеспечения нормативных запасов статической устойчивости в послеаварийных режимах.

В тоже время ущерб от выполнения ряда воздействий для повышения динамической устойчивости (импульсное регулирование, электрическое торможение, форсировка возбуждения и др.), как правило, весьма незначителен. Выбор дозировки таких воздействий может рассматриваться как задача чисто технического характера. При больших возмущениях в энергосистеме необходимо полностью использовать имеющийся ресурс этих воздействий. При более легких, но все же приводящих к нарушению устойчивости возмущениях закон управления должен быть таким, чтобы было обеспечено гашение сильных взаимных качаний роторов генераторов, не возникало их переторможение вследствие излишне интенсивных воздействий. Таким образом, задача оптимизации дозировки противоаварийного управления сводится к обеспечению наибольшей области синхронной динамической устойчивости и требуемого качества переходного процесса.

Построение оптимальных законов противоаварийного управления наталкивается на аналитические трудности связанные с высоким порядком систем нелинейных дифференциальных уравнений, описывающие переходные электромеханические процессы в энергосистемах, наличием нелинейностей и ограничениями на изменение ряда параметров.

Применительно к сложным энергосистемам более перспективной является постановка задачи в форме программного оптимального управления – нахождение в функции времени оптимального закона управления $u(t)$ и соответствующей фазовой траектории $x(t)$ для известных начальных условий $x(0)$ и заданного возмущения. В данном случае $x(t)$ параметры переходного процесса (т. е. изменение во времени углов, ЭДС, скольжений, и др.); $u(t)$ – управляющее воздействие противоаварийной автоматики; $x(0)$ – параметры исходного режима.

Задача определения оптимальной программы управления состоит в нахождении управляющих воздействий $u(t)$, обеспечивающих для заданной совокупности исходных условий (доаварийного режима, вида возмущения) оптимального в смысле некоторого критерия F перехода системы $x = f(t)$ в послеаварийный установившийся режим x_∞ . Критерий оптимальности F , называемый в теории оптимального управления функционалом, записывается в виде некоторой функции, причем каждому переходному процессу соответствует определенное значение F . Качество двух переходных процессов можно сопоставить, сравнивая соответствующие им значения функционалов.

Поведение энергетической системы, представленной на рисунке 1, в переходном процессе определяется поведением ее элементов (нагрузок, генераторов, и др.) при отклонении режима работы от номинального, а также пуском в действие некоторых видов релейной защиты и автоматики, что ведет к изменению схемы сети. В виду этого до обобщения и синтеза показателей поведения энергетической системы в переходном процессе целесообразно проанализировать показатели поведения нагрузки, генераторов, регулирующих устройств, релейных защит и противоаварийной автоматики, состояние электрической схемы системы.

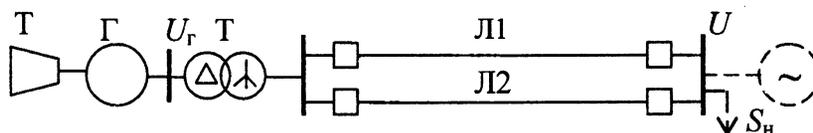


Рис. 1. Схема электрической системы

При общепринятых допущениях состояние энергосистемы может быть определено двумя обобщенными координатами: углом δ между поперечной осью ротора и синхронной осью системы и мощностью P первичного двигателя генератора. Управляющее воздействие может подаваться на вход регулятора возбуждения, или на вход регулятора скорости турбины.

Расчет оптимального управления выполнен при помощи математической системы MatLab, с использованием приложения Simulink. Принцип моделирования заключается в замене действительного элемента сети блоком, в котором математически описаны данный элемент. Расчетная схема представлена на рисунке 2.

В качестве расчетного возмущения принято внезапное отключение одной из параллельных линий электропередач. Из приведенных на рисунке 3 зависимостей видно, что при отсутствии систем регулирования синхронная работа генератора с системой нарушается.

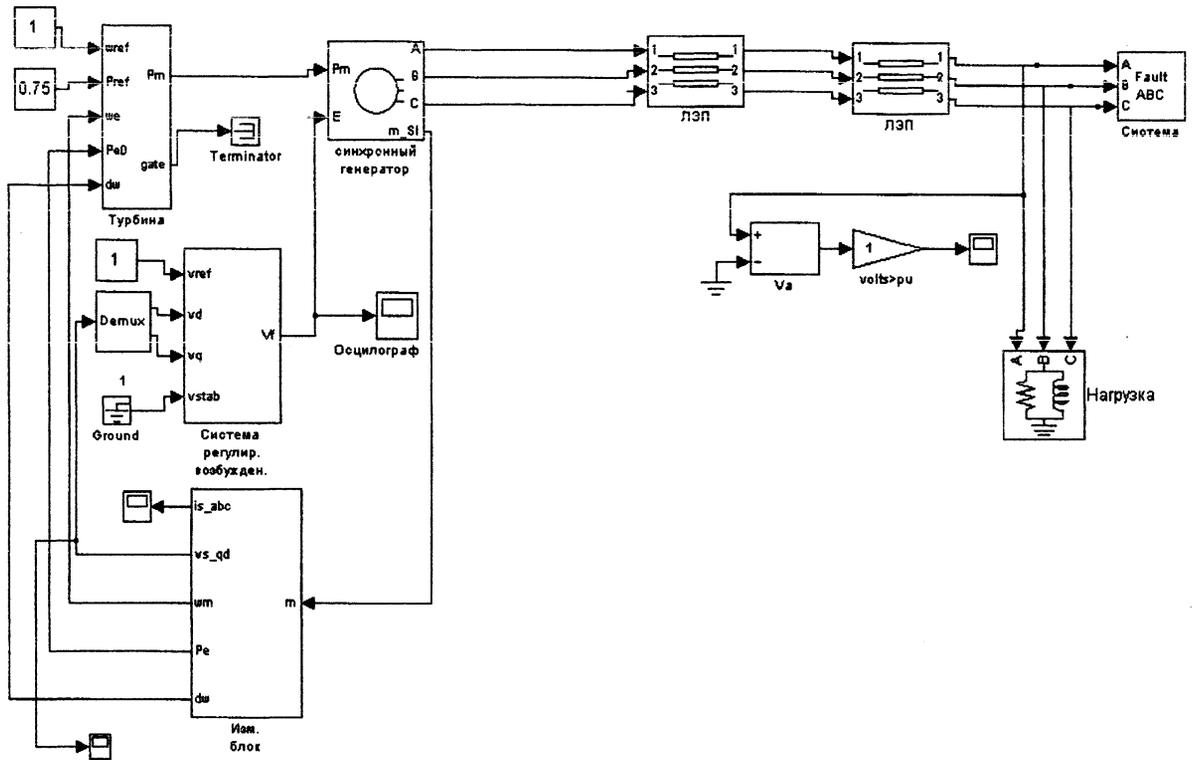


Рис. 2. Расчетная схема сети в математической системе MatLab

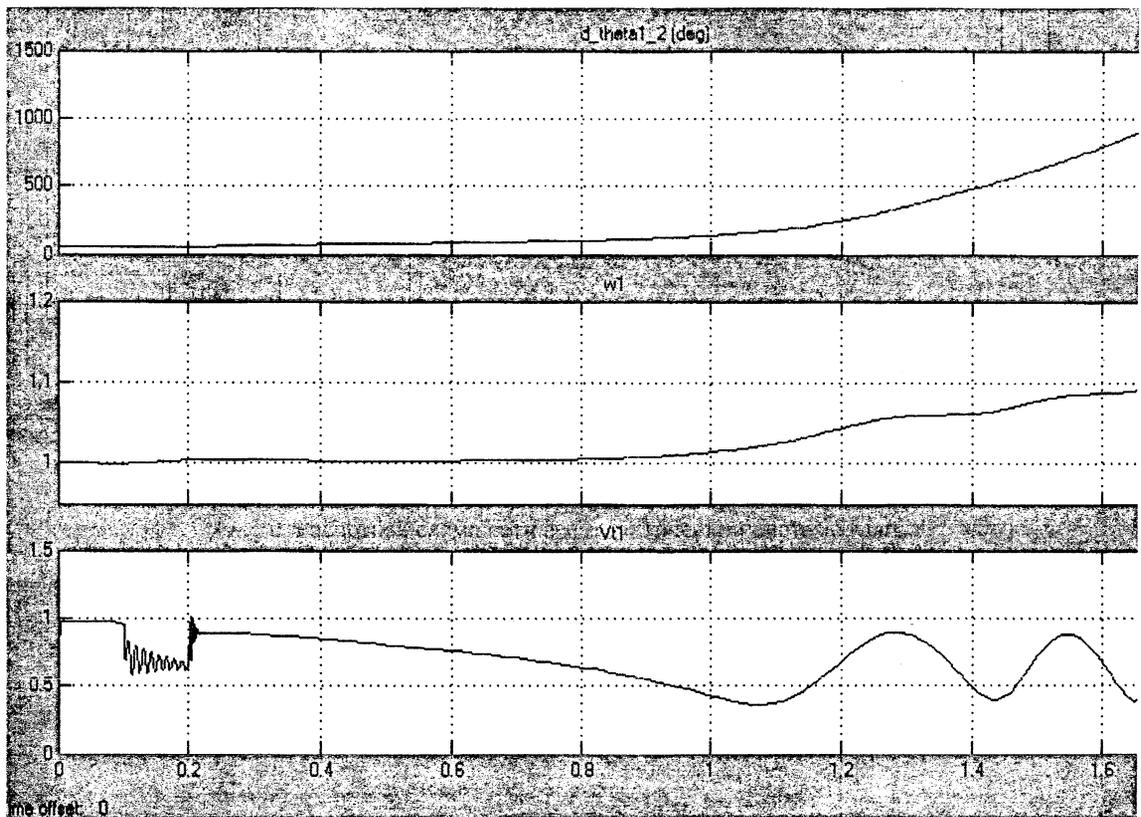


Рис. 3. Зависимости изменения угла δ , угловой частоты вращения и напряжения на шинах системы от времени

Дифференциальные уравнения, описывающие переходный электромеханический процесс имеют вид:

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

$$\frac{ds}{dt} = \frac{1}{\tau_J} [m_T - m_{11} - m_{12} \sin(\delta - \alpha_{12})];$$

$$\frac{dm_T}{dt} = \frac{1}{T_P} (m_{T0} - m_T - u);$$

$$-u_{\max} \leq u \leq u_{\max},$$

где δ – угол между векторами E (ЭДС) синхронного генератора и ОЭС;

s – скольжение синхронного генератора;

m_{11} – собственный момент турбины;

$m_{12} \sin(\delta - \alpha_{12})$ – взаимный момент турбины;

τ_J – момент инерции турбины;

T_P – момент инерции регулятора;

$u(t)$ – управляющее воздействие на изменение мощности турбины.

Регулирование осуществляется с помощью пропорционально-интегрального регулятора, в соответствии с зависимостью:

$$u_{\text{вых}} = \int_0^T (\delta - \delta_{\infty}) dt \Rightarrow \min,$$

где $u_{\text{вых}}$ – выходной сигнал регулятора, подаваемый на вход сервомотора.

Из полученных зависимостей видно (рисунок 4–6), что, несмотря на имеющее место значительное колебание напряжения на шинах генератора, динамическая устойчивость системы сохраняется.

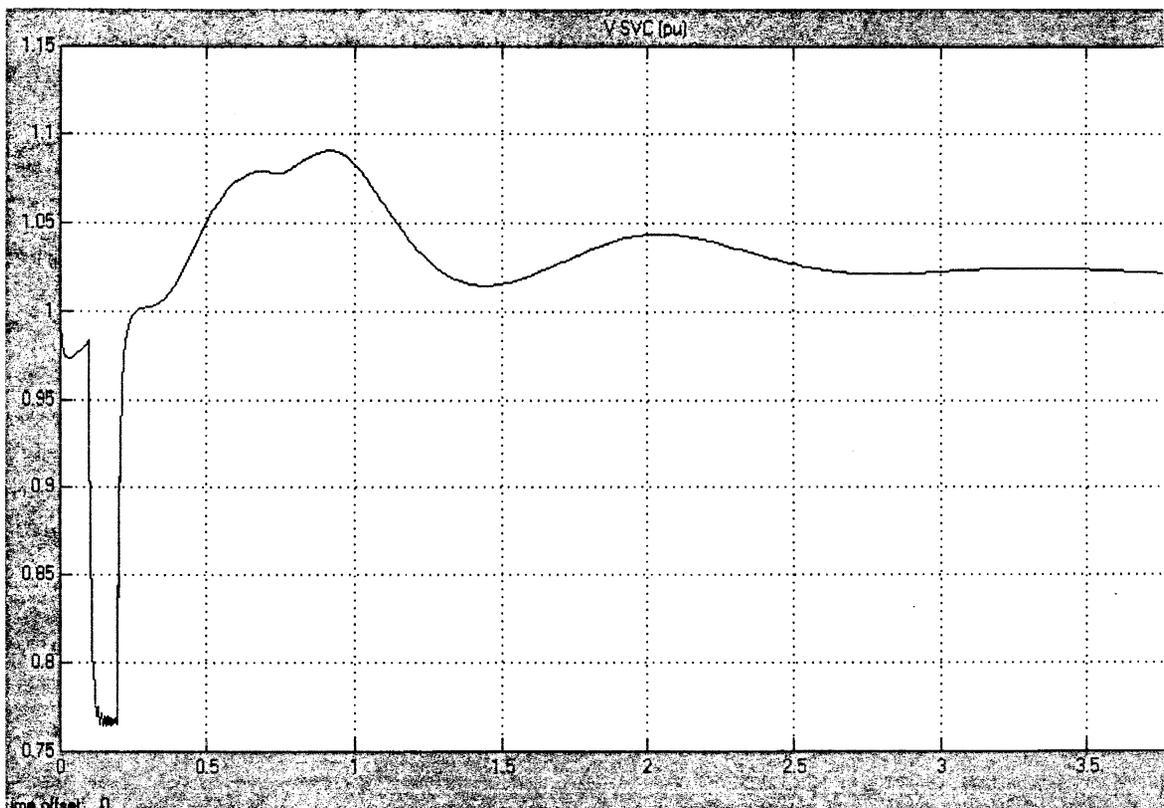


Рис. 4. Зависимости изменения напряжения на шинах генератора от времени

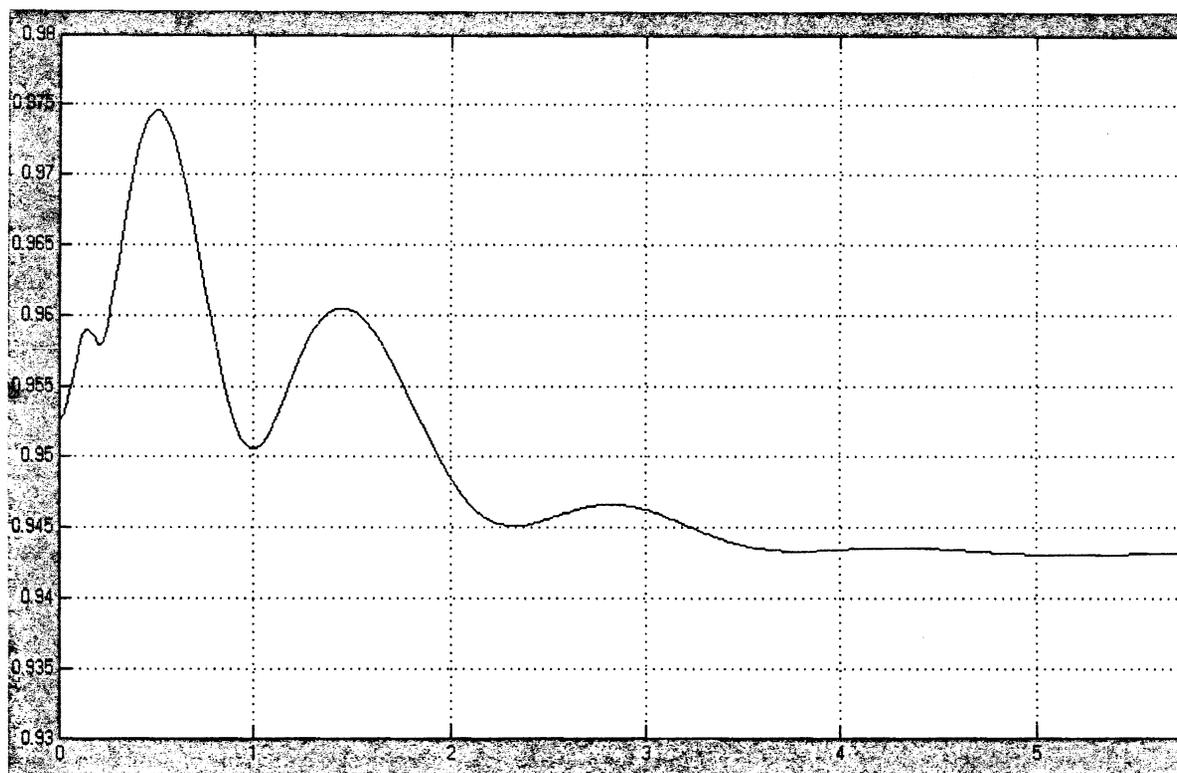


Рис. 5. Зависимости изменения мощности генератора от времени

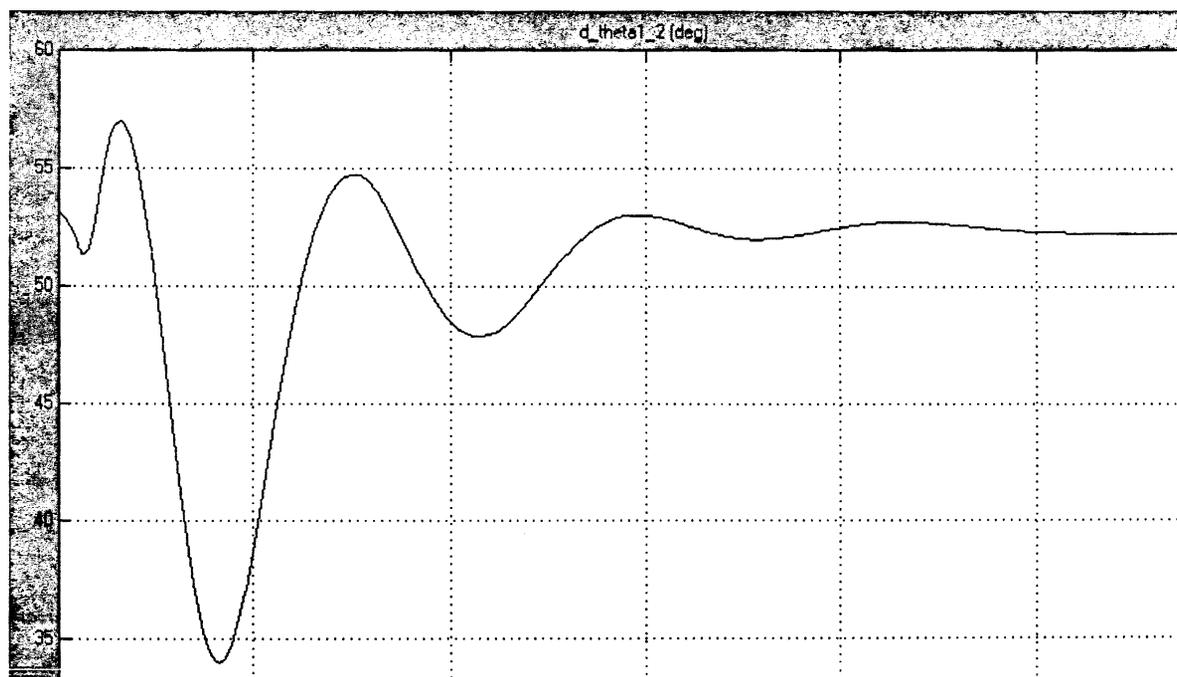


Рис. 6. Зависимости изменения угла δ генератора от времени

Литература

1. Баркан Я.Д., Орехов Л.И. Автоматизация энергосистем. – М.: Высшая школа, 1981. – 271 с.
2. Калентиюнок Е.В. Предупреждение и ликвидация аварийных режимов. – Минск: БНТУ, 2005. – 186 с.
3. Программно-технический комплекс автоматической дозировки управляющих воздействий энергосистем / Белотелов А.К., Россовский Е.Л., Глускин И.З. и др. // Электрические станции. – 1997. – № 10. – С. 18–28.