

При параллельной работе двух автотрансформаторов предусмотрено отключение АТ от сигнального элемента КИВ-500 для предотвращения дальнейшего разрушения изоляции высоковольтного ввода.

Срабатывание блокирующего реле КИВ-500 происходит при токе утечки в первичной обмотке согласующего трансформатора равном $60\div 70\%$ номинального емкостного тока ввода. Уставка срабатывания этого реле для 1АТ и 2АТ принята равной 40,76мА, значение тока во вторичной обмотке согласующего трансформатора составляет 530 мА ($K_T = 1/13$).

При работе КИВ-500 1АТ (2АТ) на отключение, автотрансформатор отключается со всех сторон с запретом АПВ.

Ввод в работу (вывод из) работы КИВ-500 осуществляется накладками на панели 11Р. При срабатывании сигнального, отключающего или сигнального элемента на отключение элемента выпадают соответствующие флажки реле на панели 11Р в блоке КИВ-500Р. При этом работает предупредительная звуковая сигнализация и световая сигнализация на соответствующих табло.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Правила устройства электроустановок. — Москва: КноРус, 2010. — 488 с. — Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 апреля 2010 г.
2. А. М. Федосеев, М. А. Федосеев. Релейная защита электроэнергетических систем: учебное пособие — 2-е изд., перераб. и доп. — Москва: Энергоатомиздат, 1992. — 528 с.: ил.
3. Инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств РЗА автотрансформаторов 1АТ (2АТ) ПС 500 кВ Означенное.

Научный руководитель: Н.М. Космынина, к.т.н., доцент ЭЭС ЭНИН ТПУ.

ВЛИЯНИЕ НАСТРОЕК АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛЯТОРА ВОЗБУЖДЕНИЯ НА ДИНАМИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

С.В. Свечкарев¹, А.С. Васильев², М.В. Рыбакова³, Р.А. Алехин⁴, В. Valov⁵
^{1,2,3,4}Томский политехнический университет

^{1,2,3}ЭНИН, ЭЭС, ³группа 5АМ5А, ⁴ЭНИН, ЭСИЭ, группа 5АМ5Д

⁵Research Institute Fraunhofer IWES, GERMANY, Dr./OAK Moscow

С точки зрения моделирования динамических процессов современные электрические сети являются наиболее сложными системами, созданными человеком. Это обуславливается единством, одновременностью и непрерывностью процессов генерации, распределения и потребления электроэнергии всеми участниками данного процесса.

Поскольку подавляющее большинство силового и вспомогательного оборудования представляют собой динамические элементы, к тому же преимущественно нелинейные и со значительным диапазоном постоянных времени, то любая современная электроэнергетическая система образует большую, жесткую и нелинейную динамическую систему. Поэтому, в отличие от расчета установившихся режимов, моделирование динамических процессов в оборудовании и электроэнергетических системах (ЭЭС) в целом является гораздо более сложной задачей.

Всерезимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС) – это разработка Томского политехнического университета [1], которая позволяет решать задачи анализа нормальных, аварийных и послеаварийных режимов и процессов в оборудовании электрических станций, электрических сетях и ЭЭС в целом, а также практически неограниченно наращивать размерность моделируемой схемы.

ВМК РВ ЭЭС прошёл опытную эксплуатацию в Тюменской [2] (Тюмень-энерго, 1998-2002 гг.) и Томской (Томское предприятие магистральных электрических сетей 2006-2009 гг.) энергосистемах, отмечен различными медалями международных научных конференций и выставок.

В данной статье рассмотрены опыты аварийной ситуации (сценарий которой приведен ниже) и рассмотрено влияние настройки автоматического регулятора возбуждения (АРВ) на сохранение динамической устойчивости [3]. Все опыты прошли процедуру сравнения результатов с моделированием в программном комплексе PowerFactory (компании DIgSILENT GmbH, Германия), которые любезно предоставил институт ветроэнергетики и технологии энергосистем, входящий в общество им. Фраунгофера по поддержке прикладных исследований (Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES, Germany). Схема моделируемой ЭЭС представлена на рисунке 1.

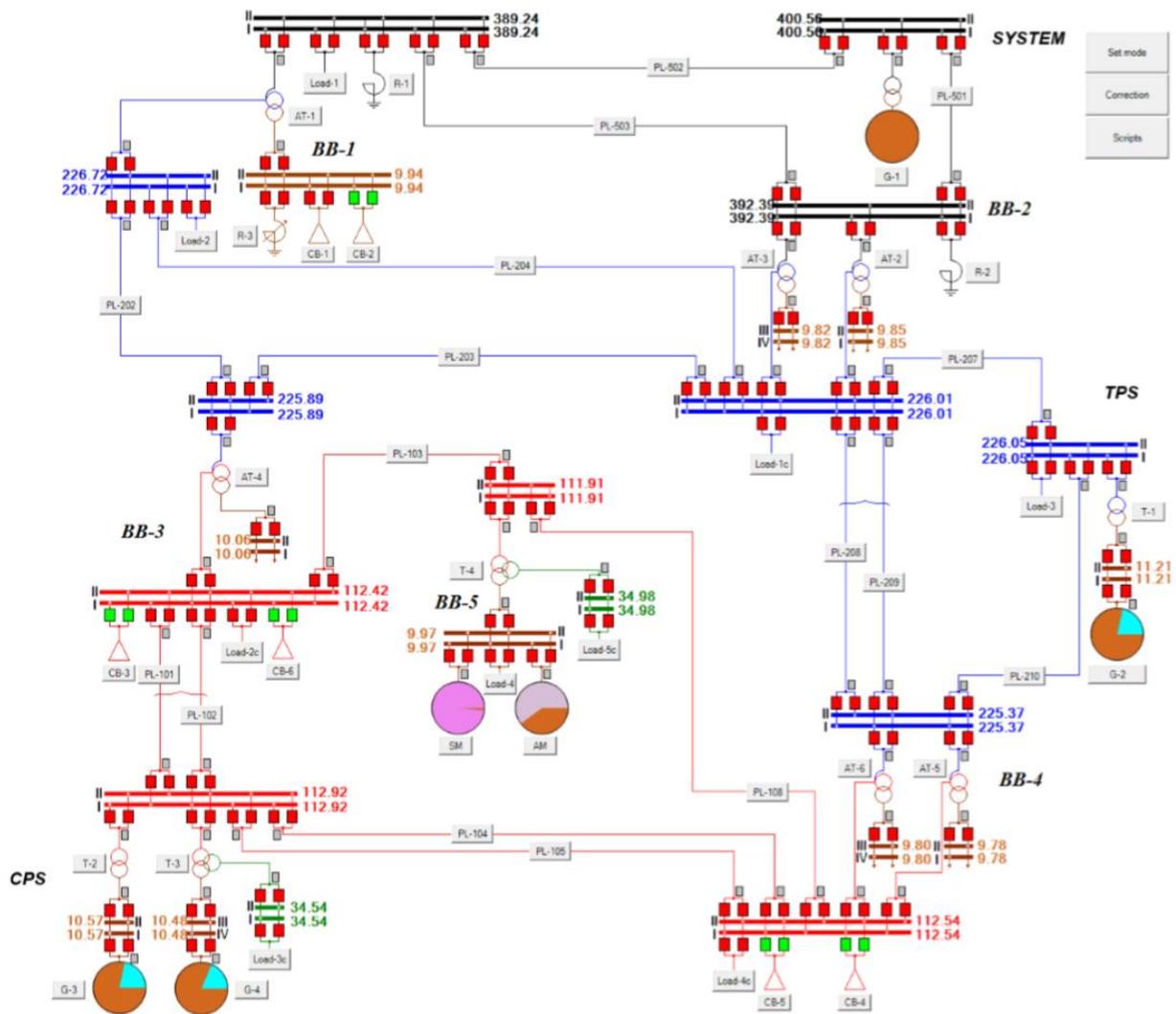


Рис. 1. Схема моделирования ЭЭС в ВМК РВ

В непосредственной близости от электростанции TPS на линии PL-207 возникает короткое замыкание фазы С на землю. Через 0,094 с выключатели отключают линию с обеих сторон из-за действия релейной защиты. Через 0,5 с после отключения выключателя срабатывает автоматика трехфазного повторного включения со стороны подстанции ВВ-2, а еще через 0,42 с включаются выключатели со стороны TPS. Поскольку замыкание не было устранено, возникло повторное КЗ и срабатывание защиты через 0,1 с. Генератор G-2 остался подключен только через линию PL-210.

Результаты моделирования приведены для различных начальных условий: в первом опыте напряжение на шинах генератора G-2 электростанции TPS поддерживалось на уровне 11,2 кВ (рисунок 2) с помощью АРВ, а во втором – 10,34 кВ (рисунок 3).

Для поддержания большего напряжения на шинах генератора в первом опыте формируется большее напряжение возбуждения и больший ток возбуждения, и, следовательно, ЭДС обмотки статора генератора G-2. В результате предел выдаваемой мощности генератора в первом опыте получается больше, чем во втором. Это приводит к тому, что в первом опыте генератор продолжает работать синхронно с сетью (рисунок 2), то есть система обладала достаточным

запасом статической и динамической устойчивости, а во втором выпадает из синхронизма (рисунок 3).

Отметим, что выход из синхронизма происходит не сразу, а после нескольких циклов качаний, которые также фиксируются моделирующими программами.

Результаты моделирования в PowerFactory в виде осциллограмм контролируемых величин для первого опыта показаны на рисунке 4, а для второго – на рисунке 5.

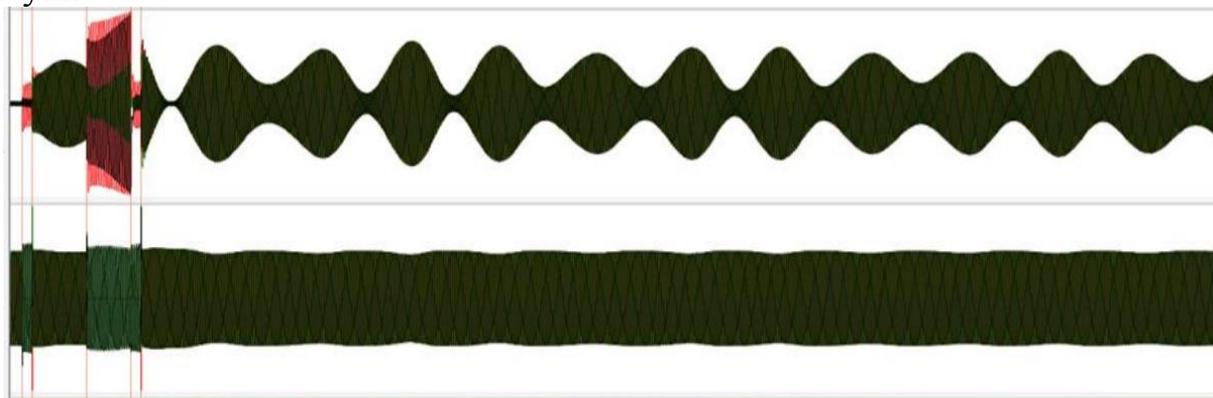


Рис. 2. Первый опыт. Осциллограммы тока линии PL-210 (сверху) и напряжения на шинах высокого напряжения TPS (снизу).

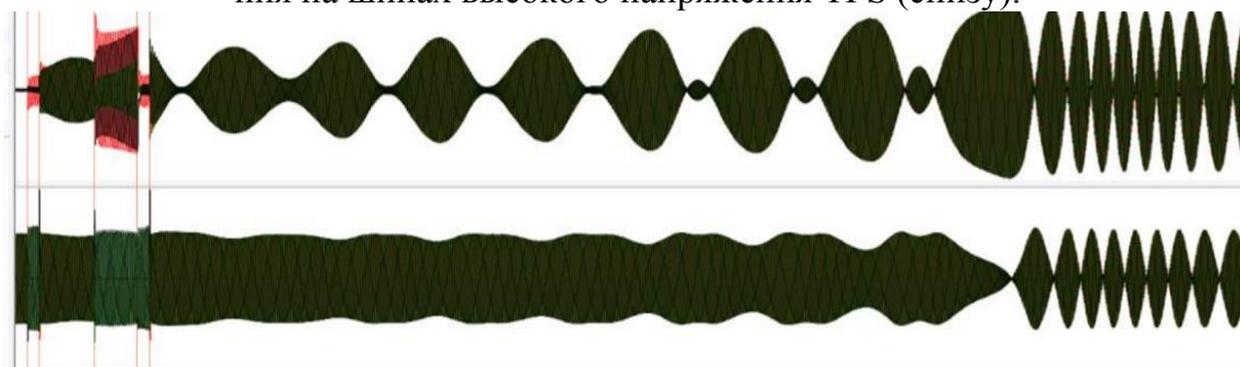


Рис. 3. Второй опыт. Осциллограммы тока линии PL-210 (сверху) и напряжения на шинах высокого напряжения TPS (снизу).

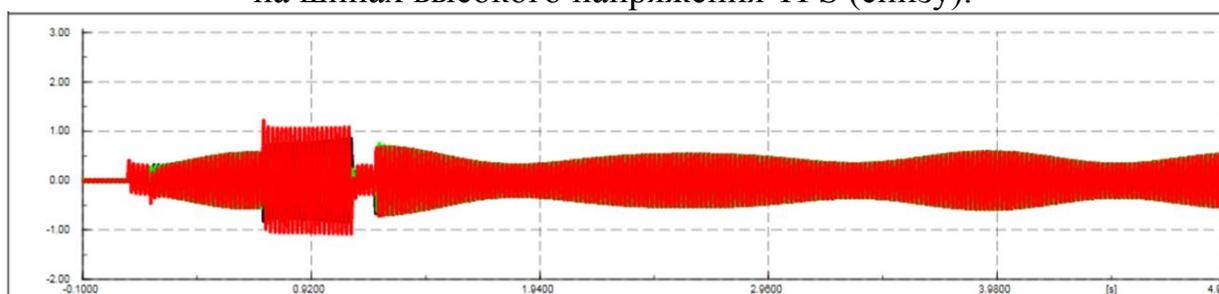


Рис. 4. Первый опыт. Фазные токи линии PL-210

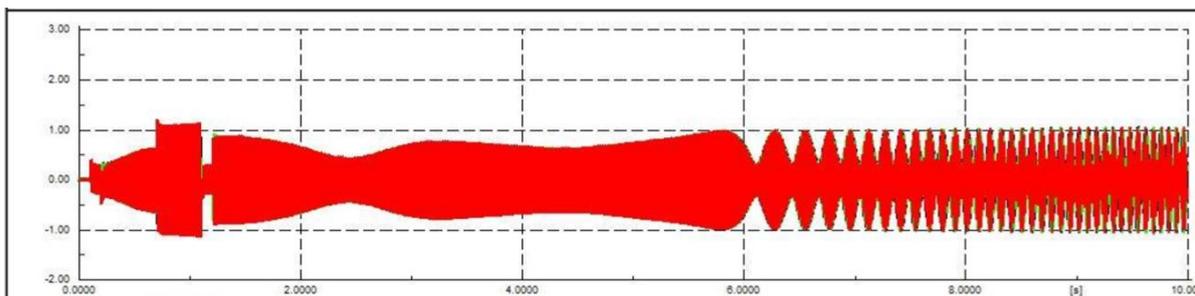


Рис. 5. Второй опыт. Фазные токи линии PL-210

Выводы

1. Проведенные опыты демонстрируют значительное влияние настройки параметров АРВ на устойчивость энергосистемы.
2. В статье рассмотрено влияние только одного настроечного параметра АРВ на динамическую устойчивость энергосистемы, однако влияние других параметров тоже оказывает существенное влияние на динамические процессы, что также необходимо учитывать.
3. Опыты производились на двух моделирующих комплексах ВМК РВ ЭЭС и PowerFactory. Результаты опытов показывают практически полное соответствие моделируемых режимов, что свидетельствует, о схожих свойствах математических моделей всех значимых энергетических объектов и их систем автоматического регулирования, а также об идентичном задании их режимных параметров.
4. Моделирование процессов на ВМК РВ ЭЭС происходит в реальном времени, а время расчета данных аварийных опытов на PowerFactory занимает порядка 20 мин. Следовательно, моделирование сложных динамических задач, связанных с определением границ устойчивости энергосистем, тем более энергосистем большого размера и сложности, для практических задач выгоднее производить на ВМК РВ ЭЭС.

ЛИТЕРАТУРА:

1. A.S. Gusev, Yu.V. Khrushchov, S.V. Svechkarev, I.L. Plodisty. Fully-variable real-time simulation of electric power systems // The 2009 International Forum on Strategic Technologies (IFOST 2009) HoChiMinh City, 21-23 October, 2009 –т. 1. - с. 38-42.
2. А.С. Гусев, Ю.С. Боровиков, А.О.Сулайманов. Гибридная модель линии электропередачи // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. - 2012 - №. 2 - С. 264-268.
3. A. Ilina, S. Svechkarev. Method of determining the optimal settings of automatic excitation regulators of synchronous machines in EPS // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2015. Vol. 93: Modern Technique and Technologies (MTT'2015).

Научный руководитель: С.В. Свечкарев, к.т.н., ст. преподаватель каф. ЭЭС ЭНИН ТПУ.