

АНАЛИЗ ПОВЕДЕНИЯ РЕЗЕРВНЫХ ЗАЩИТ ГЕНЕРАТОРОВ БЛОЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ ВНЕШНИХ СИММЕТРИЧНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

Сивокобыленко В.Ф., Меженкова М.А.

Донецкий государственный технический университет
svf@elf.dgtu.donetsk.ua

By computer programm composed on the base of mathematical model of electrical power station the analysis of behaviour of generators reserve protections after disconnection of external short circuits with long-term time delay and conversion of the generators in asynchronous mode of operation is carried out. It is proposed to execute the starting elements of reserve current and distance protections with release lag of relay.

В настоящее время на электростанциях (ЭС) Украины одной из распространенных схем электрических соединений на напряжении 330 кВ и выше является полуторная схема (две системы шин с тремя выключателями на две цепи). Наряду с известными достоинствами этой схемы имеет место существенный недостаток, проявляющийся в том, что при коротком замыкании (КЗ) на отходящем присоединении, неотключенной основной защитой, и последующей работе устройства резервирования отказа выключателей (УРОВ) все присоединения кроме поврежденного остаются в работе, а генераторы теряют устойчивость т.к. отключение при этом происходит с выдержкой времени более 0.5 с.

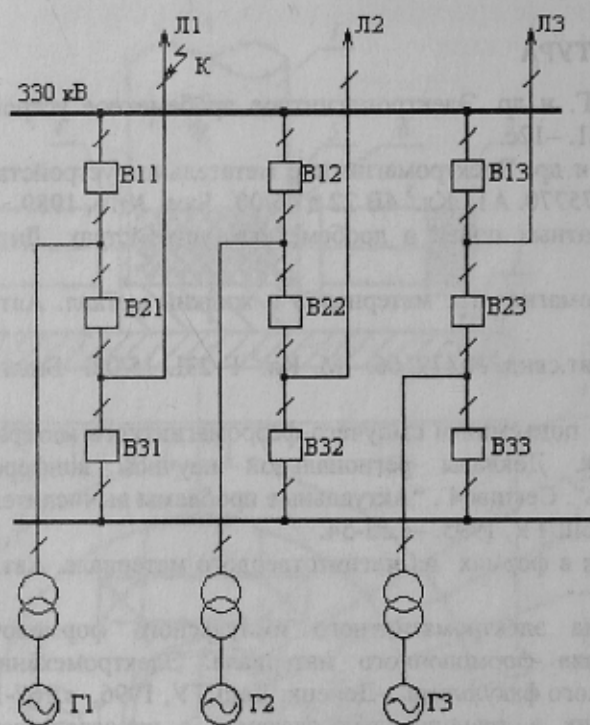


Рисунок 1 - Полуторная схема электрических соединений ЭС

Например, при близком КЗ на отходящей линии Л1 в точке К (рис.1) должны отключиться выключатели В21 и В31. Предположим, что выключатель В31 не отключился. Тогда сработает УРОВ и с выдержкой времени подаст команду на отключение выключателей В31, В32, В33. После работы УРОВ все присоединения, кроме поврежденного, остаются в работе. Так как генераторы продолжительное время подпитывали место КЗ, к моменту его устранения они выпадают из синхронизма.

Аналогичная ситуация наблюдается и при схеме электрических соединений две системы шин с обходной (рис.2) на напряжении 110-220 кВ (присоединения Л1 и Г1 работают на I систему шин, а Л2 и Г2 - на II), когда при КЗ в точке К и отказе выключателя В2 УРОВ с выдержкой времени подаст команду на отключение выключателей В1, В2, ШСВ. В работе остаются присоединения Л2 и Г2.

Возникает вопрос, какая резервная защита отключит генераторы в таких ситуациях.

Это должны сделать следующие защиты, принятые на блочных ЭС согласно [1] в качестве резервных:

- от сверхтоков, вызванных внешними КЗ, выполненная в виде токовой защиты с блокировкой минимального напряжения;
- от внешних симметричных КЗ, выполненная в виде дистанционной защиты на реле КРС-2;
- от асинхронного хода, реагирующая на ток статора и изменение направления реактивной мощности;
- от потери возбуждения, реагирующая на изменение сопротивления на выводах генератора, выполненная на реле КРС-2.

Проблема состоит в том, что существующие методики расчета уставок резервных защит не учитывают возможного перехода генераторов в асинхронный режим после отключения внешних симметричных КЗ с выдержками времени, что может привести к несрабатыванию этих защит.

В данной работе ставилась задача проанализировать поведение генератора и его резервных защит в указанном режиме.

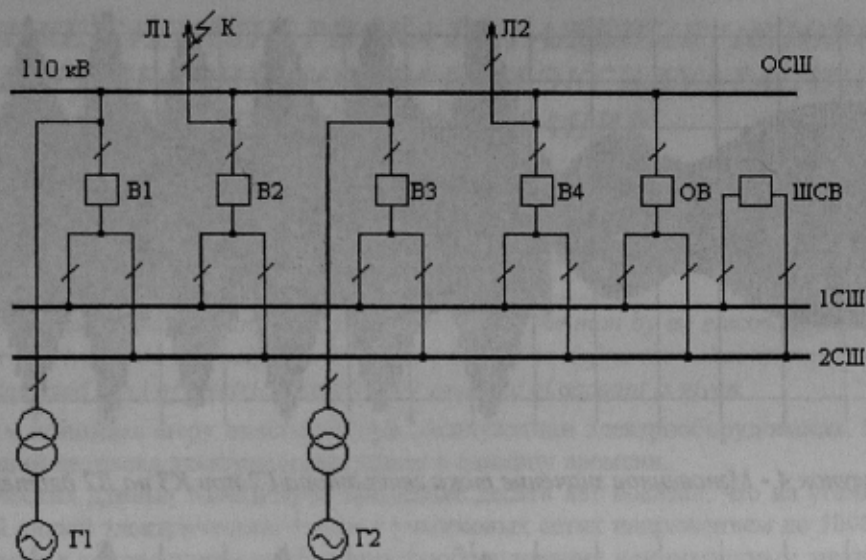


Рисунок 2 - Схема электрических соединений ЭС две системы шин с обходной

Эта задача может быть решена с использованием математической модели, в которой все элементы ЭС представлены полными дифференциальными уравнениями.

С помощью компьютерной программы, реализованной на основе такой математической модели [2], исследовалась блочная ЭС по типу Углегорской ТЭС (рис.3) с двумя уровнями повышенного напряжения 110 и 330 кВ, соединенными автотрансформаторной связью. Рассматривался режим, когда в работе находились 2 энергоблока турбогенератор-трансформатор по 300 МВт на стороне 330 кВ и 1 блок 300 МВт на стороне 110 кВ. Мощность выдавалась в электрическую систему. Учитывались двигатели собственных нужд ЭС.

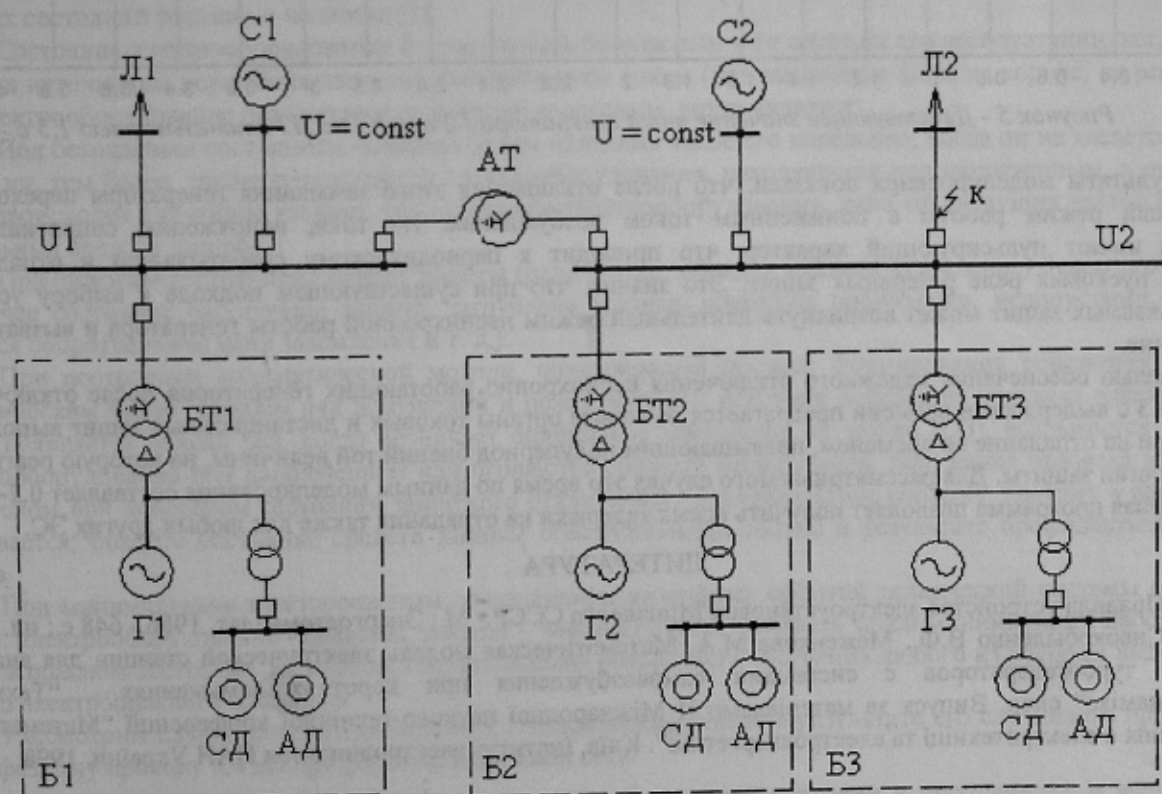


Рисунок 3 - Принципиальная схема ЭС

Моделировался режим 3-фазного КЗ на отходящей ЛЭП Л2 (рис.3) вблизи шин 330 кВ ЭС длительностью 0.35-1.5 с и последующий режим работы с нарушением устойчивости генераторов. Некоторые результаты моделирования приведены на рис.4,5.

На рис.4,5 показаны осциллограммы изменения мгновенного и действующего значений тока генератора Г2 во времени.

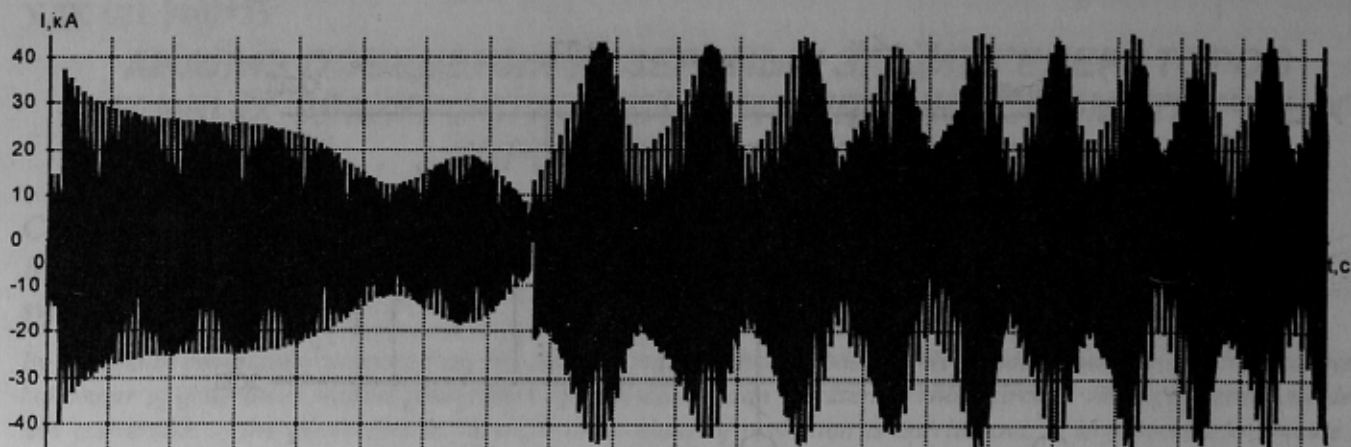


Рисунок 4 - Мгновенное значение тока генератора Г2 при КЗ на Л2 длительностью 1,5 с

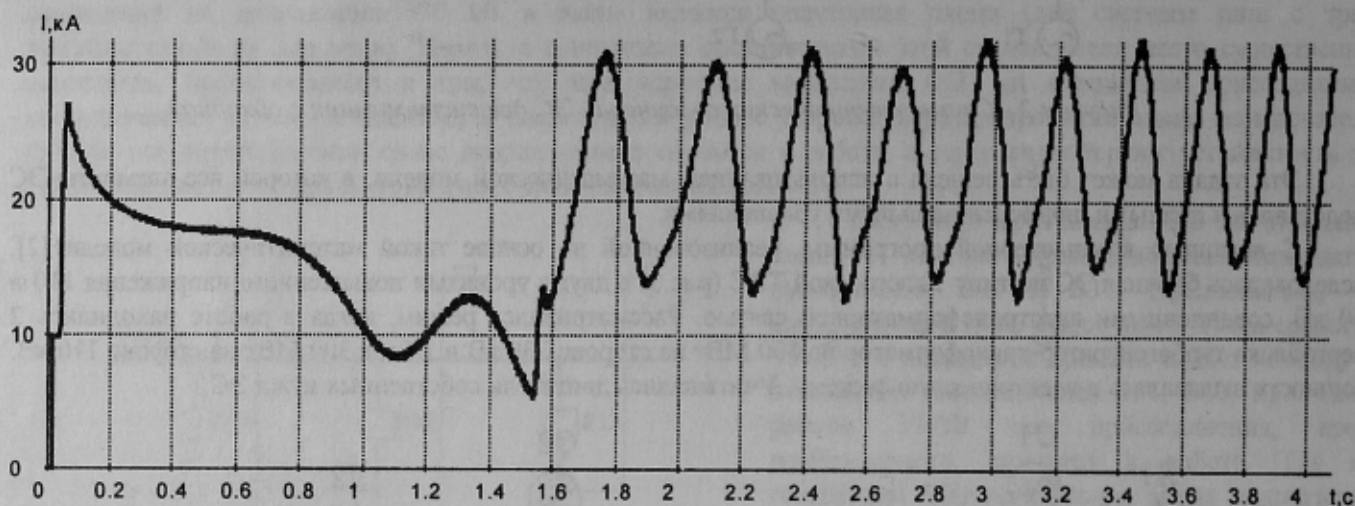


Рисунок 5 - Действующее значение тока генератора Г2 при КЗ на Л2 длительностью 1,5 с

Результаты моделирования показали, что после отключения этого замыкания генераторы переходят в асинхронный режим работы с пониженным током возбуждения. Их токи, напряжения, сопротивления, мощности имеют пульсирующий характер, что приводит к периодическому срабатыванию и отпаданию контактов пусковых реле резервных защит. Это значит, что при существующем подходе к выбору уставок рассматриваемых защит может возникнуть длительный режим несинхронной работы генератора и вызвать его повреждение.

С целью обеспечения надежного отключения несинхронно работающих генераторов после отключения внешних КЗ с выдержками времени предлагается пусковые органы токовых и дистанционных защит выполнять с задержкой на отпадание со временем, превышающим полупериод биений той величины, на которую реагирует пусковой орган защиты. Для рассматриваемого случая это время по данным моделирования составляет 0,2-0,3 с. Разработанная программа позволяет получить время задержки на отпадания также для любых других ЭС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила устройства электроустановок/Минэнерго СССР.- М.: Энергоатомиздат, 1986.- 648 с.: ил.
2. Сивокобыленко В.Ф., Меженкова М.А. Математическая модель электрической станции для анализа поведения турбогенераторов с системами самовозбуждения при коротких замыканиях. "Технічна електродинаміка" спец. Випуск за матеріалами II Міжнародної науково-технічної конференції "Математичне моделювання в електротехніці та електроенергетиці". Київ, Інститут електродинаміки НАН України, 1998.