

лась модель существующей распределительной сети номинальным напряжением 10 кВ. Аварийные режимы исследовались с помощью системы динамического моделирования Simulink, которая является составной частью программного комплекса Matlab [4].

Повреждения моделировались в различных точках электрической сети при различных величинах переходного сопротивления в месте повреждения, которое принималось равным от нуля (металлическое замыкание) до 10 Ом.

В ходе вычислительного эксперимента фиксировались мгновенные значения токов и напряжений в различные моменты времени после повреждения до отключения линии защитой. На основе данной информации определялось расчетное место повреждения.

По результатам расчета можно отметить, что величина погрешности не превышает 15% (погрешность объясняется неточностью работы первичных преобразователей в первые моменты КЗ, величиной переходного сопротивления, сложная конфигурация электрической распределительной сети и др.).

Литература

1. Шалыт, Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях [Текст] / Г.М. Шалыт. – М. : Энергоатомиздат, 1982. – 312 с.
2. Аржанников, Е.А. Методы и приборы определения места короткого замыкания на линии: учеб. пособие / Е.А. Аржанников, А.М. Чухин. – Иваново: ИГЭУ, 1998. – 74 с.
3. Айзенфельд, А.И. Определение мест короткого замыкания на линиях с ответвлениями / А.И. Айзенфельд, Г.М. Шалыт. – М. : Энергия, 1977. – 208 с.
4. Дьяконов, В.П. MATLAB и Simulink в электроэнергетике: Справочник / В.П. Дьяконов, А.А. Пеньков. – М. : Телеком, 2009. – 816 с.

ДЕЛИТЕЛЬНАЯ АВТОМАТИКА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ АПК С СОБСТВЕННЫМИ ГЕНЕРИРУЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ

Филипчик Ю.Д.

НИИПИ РУП «Белэнергосетьпроект», г. Минск, РБ

В настоящее время в энергосистеме Республики Беларусь широкое применение на промышленных предприятиях, предприятиях

коммунально-бытового сектора, а также в аграрно-промышленном комплексе нашло использование собственных генерирующих энергетических установок. В большинстве случаев в качестве силовой установки используется газопоршневой агрегат (ГПА), который выступает в качестве источника как тепловой так и электрической энергии. Всем ГПА присуща одна особенность – они не могут воспринимать набросы нагрузки свыше 30 % от номинальной [1]. Поэтому включение на параллельную работу с энергосистемой сопровождается возникновением ряда проблем, которые освещались ранее неоднократно [2].

Связь с энергосистемой предприятий с собственными генерирующими установками, как правило, выполняется по радиальной схеме на напряжении 110 – 6 кВ. При такой схеме наброс мощности на ГПА возможен только при одностороннем отключении линии со стороны питающей подстанции в результате возникновения короткого замыкания (КЗ). Для снижения неблагоприятного воздействия на оборудования от таких режимов производители ГПА в состав типовых защит генераторов включают защиту от потери связи с системой, которая выполняется по скачку угла напряжения.

Принцип работы такой защиты показан на рисунке 1. При потере связи с системой происходит ускорение или торможение генератора. Это вызывает смещение синусоиды напряжения. Нулевое значение достигается раньше или позже эталонного на величину Δt . По синхронной скорости и времени Δt определяется угол на который произошел скачок напряжения. Если скачок угла вектора напряжения превышает заданное значение, автоматика срабатывает без выдержки времени. Срабатывание автоматики блокируется при скачке угла и потери одной или более фаз измеряемого напряжения (автоматика контролирует напряжение во всех трех фазах одновременно). У большинства производителей ГПА уставка $\Delta\Theta = 8 - 12$ градусов.

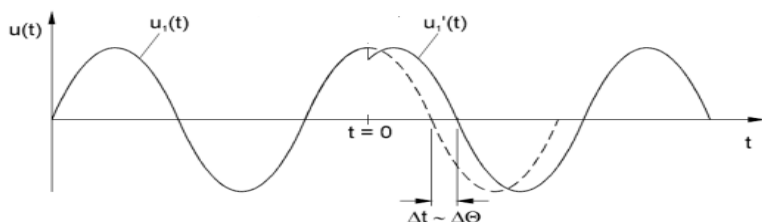


Рисунок 1 – График синусоид напряжения при скачке угла напряжения

В качестве расчетной принята упрощенная схема, которая содержит питающие шины 110 кВ и три ПС 110/10 кВ. Нагрузка ПС 110/10 кВ условно принята 60% от номинальной мощности силовых трансформаторов. В качестве расчетного возмущения на шинах 110 кВ принято однофазное КЗ, а на шинах 10 кВ – двухфазное. При данных повреждении будет минимальный скачок угла напряжения в рассматриваемых точках. Повреждения моделировались в точках К1-К5, Дополнительно рассмотрено отключение линейного выключателя ВЛ-1 без КЗ. Результаты расчета скачка угла напряжения сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты расчета скачка напряжения

Скачок угла напряжения	Расчетное место возмущения					Отключение ВЛ-1 без КЗ
	К1	К2	К3	К4	К5	
	31	39	18	28	22	>60

Анализ полученных результатов показывает:

1) При КЗ в схеме сети вектор напряжения скачком меняет свое положение из-за изменения характера нагрузки синхронного генератора (в токе преобладает реактивная составляющая);

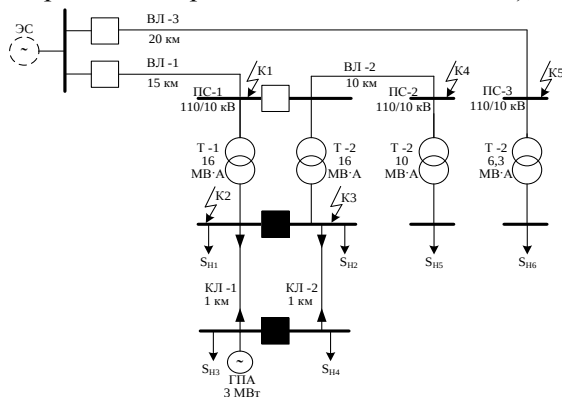


Рисунок 2 – Исследуемая схема сети 110/10 кВ

2) Чем ближе точка КЗ к месту подключения ГПА, тем больше скачек вектора напряжения, чем дальше, тем данный скачок меньше.

3) При выставлении заводских уставок в защите генератора по скачку угла напряжения $\Delta\Theta$ равного 8 – 12 градусов, будет происходить неселективная и избыточная работа защиты при возмущениях, которые не приводят к потере связи с системой.

4) Данную защиту очень сложно согласовать с защитами смежных элементов электрической сети, поскольку в качестве уставки принят параметр, который не используется в других типах защит.

Литература

1. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей – М.:ЭЛЕКС-КМ, 2008. – 248с.

2. Калентиюнок Е.В., Филипчик Ю.Д. Газопоршневые энергоустановки: перспективы и трудности внедрения и эксплуатации

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В МАСЛЯНОМ ТРАНСФОРМАТОРЕ НА ОСНОВЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО АНАЛИЗА

*Фурсанов М.И., д.т.н., проф., Петрашевич Н.С., аспирант
УО «Белорусский национальный технический университет»,
г. Минск, РБ*

Определение реальных технико-экономических показателей позволяет прогнозировать оптимизационные мероприятия в электрических сетях. В частности информация о величине потерь мощности в трансформаторе в данный момент может быть использована в технико-экономических расчётах, а динамика её изменения в процессе эксплуатации позволяет прогнозировать состояние трансформатора в долгосрочной перспективе и планировать оптимизационные мероприятия, такие как капитальный ремонт трансформатора, или его замену.

Нормативный срок эксплуатации масляных трансформаторов, согласно [1] составляет 25 лет. Однако на практике реальный срок эксплуатации часто превышает это значение. В то же время существующие методы технико-экономической оценки [2] не учитывают изменения потерь мощности трансформатора в течение всего срока его службы. Эти изменения вызваны химической деградаци-