

УДК 621.3

ФАКТОРЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И СПОСОБЫ УСТРАНЕНИЯ КРУПНЫХ АВАРИЙ В ЭЭС

Товстюк А.Ю., Шавкун О.А.

Научный руководитель – к.т.н., доц. Старжинский А.Л.

Независимо от взглядов на существо погашений, инженеры-электрики полагают, что риски от систем можно существенно снизить. Для лучшего представления проблемы воспользуемся схемой протекания аварий (рис. 1), приведенной в работе. Здесь при наложении возмущений в ЭЭС сначала режим системы не переходит границу зоны необратимых последствий; РЗА, а также оперативный персонал обеспечивают достаточно быстрое восстановление режима при минимальных потерях поставок электроэнергии потребителям.

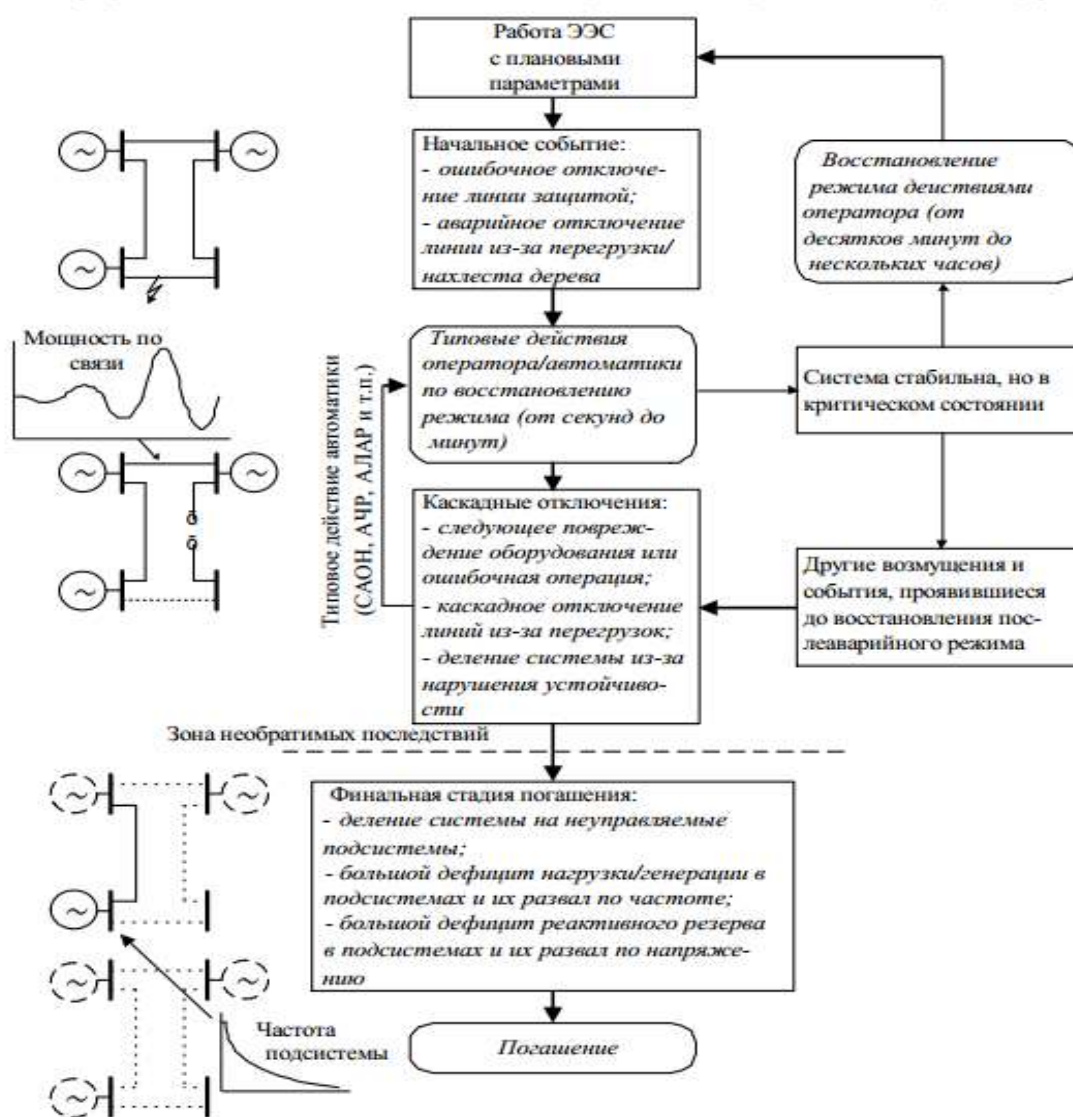


Рисунок 1. Последовательность событий развития системных аварий

Определение момента начала деления. Результат управляемого деления во многом зависит от времени его осуществления. Наиболее эффективно деление практически сразу (доли секунды) после возникновения триггерного

события. Чем больше времени проходит от такого события до запуска деления, тем большее развитие получит авария, и, как следствие, будет потеряно больше мощности. Определение момента деления в реальном времени представляет собой достаточно сложную задачу вследствие непредсказуемости и разнообразия возможных аварийных возмущений в крупной ЭЭС. Для решения задачи могут быть использованы активно развивающиеся методы оценки динамической надёжности (dynamic security assessment).

Поиск сечения деления. В крупной ЭЭС всегда существует множество вариантов деления – сечений. Выбор среди них лучшего является достаточно сложной многофакторной задачей. В общем случае сечение представляет собой набор ряда линий электропередачи. Поиск сечения можно произвести методами: поиск минимальных по абсолютному значению активной мощности сечений, определение групп сильносвязанных генераторов, минимизация количества образуемых подсистем и коммутируемых элементов.

Балансировка мощности в подсистемах. Очевидно, что при образовании острова с избытком или недостатком мощности потребуются дополнительные управляющие воздействия. Их вид и объём необходимо определять дополнительно.

Форма реализации. Скоротечность развития серьезной аварии (зачастую секунды) не оставляет диспетчеру времени на экспертное рассмотрение различных вариантов. Кроме того, существует вероятность принятия человеком ошибочного решения в условиях стрессовой ситуации. Всё это указывает на необходимость проектирования автоматической схемы. В этой связи алгоритм управляемого деления может быть реализован в рамках управляющего вычислительного программно-аппаратного комплекса централизованной системы противоаварийного управления (ЦСПА), располагающегося в диспетчерском центре. При достаточной обеспеченности коммутационной аппаратуры телеуправлением физические устройства деления не требуются. В противном случае такие устройства должны быть установлены в заранее определённых местах. Тогда для предотвращения погашения часть устройств должна срабатывать одновременно, остальные – блокироваться [1].

Следующий этап – объединение островов в систему – выполняется диспетчерами в условиях дефицита времени. Предопределённые процедуры руководств и предписаний по восстановлению электроснабжения сложны и не могут охватить весь круг возможных вариантов развития аварий. В этих условиях напрашивается использование компьютеров в помощь диспетчерам на уровне советчиков, а в дальнейшем и в качестве автоматов ликвидации аварии. Как отмечено в работе, поиск последовательности восстановления ЭЭС после крупной системной аварии можно организовать с помощью программного комплекса восстановления электроснабжения в распределительной сети. Он использует конкурентный поиск схемы восстановления двумя алгоритмами: на основе графа схемы сети и на базе искусственных нейронных сетей (ИНС) с отбором решений блоком оценки режимов. Для указанного здесь применения в алгоритм комплекса добавляется ряд условий, определяемых требованиями при рестарте ЭЭС. К ним относятся:

1. Оценка возможностей генерации мощностей в узлах ЭЭС на моменты времени, определяемые характеристиками их запуска, при обеспечении технического минимума их загрузки и учете времени их ввода;
2. Учет важности (приоритета) подключаемого узла, определяемая его функцией (генерация, нагрузка), категорией нагрузки, топологией схемы и режимными особенностями сети;
3. Режимные условия по перенапряжениям при коммутациях и возможности синхронизации восстанавливаемых подсистем.

Поиск последовательности подключения нагрузок выполняется в соответствии с приоритетами узлов. Приоритет узлов – источников электроэнергии – наивысший, поскольку он относится к нагрузке собственных нужд узла генерации. Полученная мощность, располагаемая в узле, с учетом оговоренных условий далее распределяется между узлами-потребителями в соответствии с приоритетом узла, определяемым как его категорией и режимными условиями, так и дополнительными оценками, оговоренными ниже. Причем, если в узле присутствуют потребители разных приоритетов, то он разбивается на несколько виртуальных узлов с тем, чтобы, в первую очередь, обеспечивались потребители более высокого приоритета.

В сети ЭЭС наличие разных источников при необходимости их параллельной работы указывает на требование проверки режима их совместной работы, и при положительном результате – синхронизации таких частей системы. Реализация проверки указанных условий осуществляется в блоке обобщенного вектора ошибки (ОВО), входящего в комплекс восстановления сети, следующим образом: во-первых, при объединении двух островов на время оценки режимов в модели признаки источников таких островов приравниваются. Затем в блоке расчета режимов (БРР) проверяется возможность существования такого режима, при положительном результате – динамика объединения этих островов. Если и этот этап дает положительный ответ, то схема принимается и реализуется с синхронизацией этих частей. Иначе контролируются другие предлагаемые варианты схем. Второе отличие в алгоритме сборки схемы ЭЭС от распределительной сети – то, что мощность на собственные нужды для старта электростанции имеет наивысший приоритет, т.е. она обеспечивается в первую очередь. Неприемлемость схемы и направление ее изменения указывает блок ОВО, используя информацию от БРР. Он активизирует функцию самообучения искусственной нейронной сети (ИНС) решающего комплекса, так как наличие отличного от нуля вектора ошибки означает, что текущее деление ЭЭС на острова не попало в обучающую выборку, и требуется поиск нового решения.

При функционировании ЭЭС необходимо учитывать возможность крупных аварий с массовым погашением потребителей, определяемых ростом сложности системы и возникающих по причине старения ее элементов, внешних воздействий и ошибок дежурного персонала. Инициирование к погашению определяется одним из последовательных возмущений в ЭЭС, триггерным событием. Снижение рисков погашения связано с разработкой мер противодействия им, требующих, в свою очередь, развития методов

исследования и моделей протекания аварий. К числу таких мер относится управляемое деление, включающее три подзадачи: когда, где и как выполнять деление ЭЭС.

Литература

1. В.А. Андреев. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения // Устройства системной противоаварийной автоматики. М.: «Высшая школа», 1991. С. 266- 299.
2. Фосин Ю.А., Хозяинов М.А. Об одном из способов решения корректирующих переключений в послеаварийных режимах // Надежность при управлении развитием и функционированием электроэнергетических систем. Иркутск: СЭИ, 1989. С. 149-155.
3. Рабинович Р. С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. М.: «Энергоатомиздат», 1989.