

водит передатчик в режиме непрерывной генерации в.ч. сигнала и тем самым блокирует оба комплекта защиты А и Б.

При повреждениях на защищаемой линии (точка K_2) ДФЗ отключает линию со сторон основного питания подстанции, а со стороны ответвления отключение производится с помощью резервных или вспомогательных защит и устройств, устанавливаемых для действия в рассматриваемых условиях.

Таким образом, описанное выполнение защиты наиболее полно отвечает специфическим условиям, которые имеют место на линиях с ответвлениями, и дает возможность преодолеть большинство затруднений быстродействующей защиты этих линий.

Л и т е р а т у р а

1. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. — М., 1976. 2. Кожин А.Н., Рубинчик В.А. Релейная защита линий с ответвлениями. — М., 1967.

УДК 621.004.53.54

А.И.Смирнов, В.Л.Прусс, И.В.Богомолов

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРОЦЕССА ВОССТАНОВЛЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ВЛ 10 кВ И ЕЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ РЕШЕНИИ ПРОЕКТНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАДАЧ

Основным показателем несоответствия распределительной линии своему назначению — пропуску электроэнергии подключенным к ней потребителям — за некоторый период времени является недоотпуск электроэнергии в течение этого времени. В процессах восстановления работоспособности линии сама линия выступает как объект управления, а роль управляющей системы выполняет обслуживающий линию оперативный и ремонтный персонал. Поэтому математическое описание рассматриваемых процессов должно базироваться на количественных оценках характеристик объекта управления и управляющей системы — ее приспособленности к восстановлению работоспособности линии.

Причинами возникновения нарушения процесса нормального функционирования линии могут быть: плановые ремонты, а также устойчивые и неустойчивые однофазные и междуфазные повреждения. Распределительная ВЛ 10 кВ состоит из участков, на которые она разделяется имеющимися на ней разъединителями; ремонт (плановый или аварийный) выполняется, как правило, только на одном участке. Важной характеристикой линии является коэффициент резервирования (K_p) [1]

$$K_p = \frac{S_B}{S} ; S_B = \sum_i b_i S_{Bi} ; b_i = \frac{l_i}{L} ; S_{Bi} = \sum_j S_{Bji} , \quad (1)$$

где S, L — суммарные нагрузка и длина линии; S_B, S_{Bi} — математические ожидания сохраняющей питание части нагрузки линии при выводе из ее схемы любого и i -го участка соответственно; l_i, b_i — длина i -го участка и вероятность того, что если на линии производится ремонт (аварийный или плановый), то он выполняется на i -м ее участке; S_{Bji} — нагрузка j -го участка, которая может быть включена при неработоспособности i -го.

С использованием K_p годовой недоотпуск за время ремонтов на линии ($\mathcal{E}_{ГПЛ}$) запишется

$$\mathcal{E}_{ГПЛ} = N_{ПЛ} T_{ПЛ} S (1 - K_p), \quad (2)$$

где $N_{ПЛ}, T_{ПЛ}$ — соответственно число плановых ремонтов за год и средняя длительность одного из них.

Для описания процессов восстановления работоспособности линии, возникающих при появлении на линии междуфазного неустойчивого повреждения, весьма важна такая характеристика линии, как $K_{АПВ}$ — доля успешных срабатываний АПВ от всех случаев аварийных отключений головного масляного выключателя (МВ) линии. При отсутствии на источнике питания (ИП), к которому присоединена линия, дежурного персонала, годовой недоотпуск электроэнергии, обусловленный междуфазными неустойчивыми повреждениями $\mathcal{E}_{ГНМ}$, запишется

$$\mathcal{E}_{ГНМ} = N_M T_D S (1 - K_{АПВ}), \quad (3)$$

где N_M — среднее количество междуфазных повреждений на линии за год; T_D — средний промежуток времени от момента отключения МВ до включения его прибывшей на ИП оперативно-выездной бригадой (ОВБ).

Очевидно, что при наличии дежурного на ИП можно принимать $\mathcal{E}_{ГНМ} = 0$, так как T_D не превосходит 1–2 мин, ибо немедленное включение МВ после аварийного его отключения предписывается эксплуатационными инструкциями.

Наибольшие трудности представляет получение выражения для $\mathcal{E}_{ГМ}$ — величины годового недоотпуска электроэнергии, обусловленного междуфазными устойчивыми повреждениями, так как процесс восстановления работоспособности линии при возникновении этих повреждений достаточно сложен и требует описания входящих в него подпроцессов: получения диспетчером сети информации об отключении линии; выдачи задания ОВБ; переезда ОВБ на линию; поиска и локализации (выделения из схемы) поврежденного участка линии; включения нагрузок, присоединенных к "здоровым" участкам; отыскания точного места повреждения на локализован-

ном участке; замены или ремонта поврежденного элемента; включения на грузки отремонтированного участка линии.

Существенное влияние на величину отключенной нагрузки во всех процессах следующих во времени от момента отключения МВ до процесса отыскания точного места повреждения оказывает K_a – коэффициент автоматизации линии [1], оценивающий долю S , сохраняющую питание благодаря срабатыванию установленных на линии устройств автоматики (секционирование и АВР). С учетом K_a недоотпуск за первые три из перечисленных выше процессов может быть определен по (3), если вместо $K_{АПВ}$ подставить K_a . Очевидно, что при этом наличие дежурного на ИП влияет на величину T_D только частично (диспетчер быстро получает от дежурного сообщение об отключении линии).

Как показывает опыт [2], из всех процессов, входящих в состав рассматриваемого процесса восстановления работоспособности, наибольших затрат времени требует процесс отыскания и локализации поврежденного участка. При отсутствии на линии секционирующих разъединителей вся линия представляет один участок, и этот процесс вырождается в обход линии (в среднем половины ее длины) со средней скоростью V_x , что требует затрат времени T_x . При наличии разъединителей процесс начинается с разделения линии на две части отключением одного из них, затем производится пробное включение (ПВ) выключателя линии. По результатам ПВ судят о том, на какой части линии имеется повреждение. Затем эта часть вновь разделяется, производится очередное ПВ и т.д. Эти операции повторяются до тех пор, пока не будет выявлен поврежденный участок.

Таким образом, процесс оказывается многошаговым. Причем затраты времени на выполнение j -го шага (T_j) определяются как сумма затрат времени на выполняемые на этом шаге переезды ОВБ и коммутационные операции, а недоотпуск электроэнергии на j -м шаге (\mathcal{E}_j) как произведение T_j на величину нагрузки, отключенной на этом шаге. Длительность процесса (T_{Π}) и недоотпуск электроэнергии за процесс в целом (\mathcal{E}_{Π}) определяется:

$$T_{\Pi} = \sum_j T_j ; \mathcal{E}_{\Pi} = \sum \mathcal{E}_j . \quad (4)$$

Как показано в [3], число шагов процесса, а также величины T_{Π} , \mathcal{E}_{Π} сильно зависят от управления им. Последнее заключается в выборе разъединителя для очередного деления линии, а также в выборе тех возможностей включения части нагрузок линии (по резервным связям или со стороны ИП), которые имеются в процессе отыскания поврежденного участка. Расчетный метод выбора оптимального управления изложен в [3].

С учетом оптимальности управления процессом, а также оснащения линии устройствами управления (коммутационными аппаратами, автоматикой, телемеханикой) приспособленность линии к отысканию и локализации

поврежденного участка может быть оценена коэффициентом K_{Π} [4], с использованием которого

$$T_{\Pi} = T_{\chi} (1 - K_{\Pi}). \quad (5)$$

Аналогичная характеристика ($K_{\Pi\Delta}$) может быть получена и для расчета \mathcal{E}_{Π} :

$$\mathcal{E}_{\Pi} = \mathcal{E}_{\chi} (1 - K_{\Pi\Delta}); \quad \mathcal{E}_{\chi} = T_{\chi} S; \quad \mathcal{E}_{\text{ГПМ}} = N_{\text{М}} \mathcal{E}_{\Pi}, \quad (6)$$

где $\mathcal{E}_{\text{ГПМ}}$ – годовой недоотпуск электроэнергии, обусловленный поиском и локализацией поврежденного участка на линии.

Нетрудно показать, что при обходе поврежденного участка с целью отыскания точного места повреждения на нем в среднем придется обойти половину его длины. Поэтому

$$T_{\text{пу}} = \sum_i^{n+1} \frac{l_i}{2V_{\chi}} b_i; \quad \mathcal{E}_{\text{пу}} = T_{\text{пу}} S (1 - K_{\text{р}}); \quad \mathcal{E}_{\text{ГПУ}} = (N_{\text{М}} + N_{\text{од}}) \mathcal{E}_{\text{пу}}, \quad (7)$$

где $T_{\text{пу}}$ – средние затраты времени на проведение процесса отыскания точного места повреждения после локализации поврежденного участка; n – количество разъединителей на линии; $\mathcal{E}_{\text{пу}}$, $\mathcal{E}_{\text{ГПУ}}$ – недоотпуск за этот процесс в расчете на одно повреждение и за год в целом, соответственно; $N_{\text{од}}$ – среднее количество однофазных устойчивых повреждений на линии за год.

Аналогично (7) могут быть подсчитаны величины годового недоотпуска электроэнергии за процесс ремонта поврежденного элемента и включения тех нагрузок линии, которые не были включены в процессах, предшествующих во времени рассматриваемым. Очевидно, что при этом в (7) вместо $T_{\text{пу}}$ должны подставляться соответственно $T_{\text{р}}$ – среднее время ремонта или замены поврежденного элемента и $T_{\text{в}}$ – среднее время включения, подсчитываемое по той же формуле, что и $T_{\text{пу}}$, но с учетом скорости движения ОВБ на автомашине и затрат времени на включение коммутационных аппаратов.

Годовой недоотпуск электроэнергии, обусловленный процессами восстановления работоспособности, возникающими при нарушении процесса нормального ее функционирования:

$$\mathcal{E}_{\Gamma} = \sum_i N_i \mathcal{E}_i, \quad (8)$$

где N_i , \mathcal{E}_i – соответственно, количество процессов восстановления работоспособности i -го вида и недоотпуск электроэнергии за процесс этого вида.

Изложенная методика оценки основного параметра процесса восстановления работоспособности линии – величины недоотпуска электроэнергии –

предназначена для использования при решении ряда проектных и эксплуатационных задач. К основным из них относятся:

- выбор оптимального варианта построения схемы линии и оснащения ее устройствами управления (определение количества, вида и мест размещения этих устройств на линии);
- выбор оптимального управления отдельными подпроцессами, входящими в состав процесса восстановления работоспособности линии;
- оценка основных показателей надежности работы линии и распределительной сети (коэффициенты готовности и технического использования);
- планирование объемов и периодичности предупредительных ремонтов;
- планирование численности персонала, необходимого для обслуживания линии и сети в целом.

В настоящее время с использованием изложенной методики составлены программы для ЭВМ ЕС по решению второй и (частично) первой из перечисленных задач.

Л и т е р а т у р а

1. П р у с с В.Л. Оценка эффективности резервирования и автоматизации распределительных сетей 10 кВ. — Энергетик, 1978, № 6. 2. Ф о м и ч е в Г.Т. Опыт создания автоматизированной системы диспетчерского управления электросетевых предприятий (АСДУ ПЭС) для аварийных режимов. — Энергетика и электрификация, 1977, № 1. 3. П р у с с В.Л., Н и ч и п о р о в и ч Л.В., С м и р н о в А.И. Выбор оптимального управления поиском повреждения в воздушных электрических сетях 10 кВ. — Изв. вузов СССР. Сер. Энергетика, 1978, № 4. 4. С м и р н о в А.И. Повышение приспособленности распределительной линии 10 кВ к отысканию повреждений. — Энергетика и электрификация, 1978, № 2.

УДК 621.311.004.67:681.3.06:51

В.И. Савин

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ СЕТЕВОЙ МОДЕЛИ РЕМОНТА ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В связи с большой номенклатурой ремонтных работ, материальных и трудовых ресурсов и необходимостью координации большого числа ремонтных подрядных организаций оперативное планирование и управление капитальными ремонтами мощных энергоблоков представляет собой сложную задачу. Повысить эффективность управления в энергоремонте возможно с внедрением систем сетевого планирования и управления (СПУ) на базе современных ЭВМ. Основой автоматизированных систем СПУ являются специ-