

2. Неполное оснащение электрических сетей цифровыми приборами учета электрической энергии образует в электрических схемах ненаблюдаемые фрагменты, где единственным источником информации о параметрах режима являются сезонные замеры.

3. Достаточно точное моделирование графиков нагрузок ненаблюдаемых фрагментов электрических схем при малом числе известных значений возможно на основе факторного статистического анализа постоянно регистрируемых графиков наблюдаемых фрагментов схем.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергосберегающая технология электроснабжения народного хозяйства: практ. пособие: в 5 кн. / под ред. В. А. Веникова. – Кн. 1: Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес. – М.: Высш. шк., 1989. – 127 с.

2. Арзамасцев, Д. А. Модели оптимизации развития энергосистем / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес, А. Л. Мызин. – М.: Высш. шк., 1987. – 272 с.

3. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В. Э. Воронницкий [и др.]; под ред. В. Н. Казанцева. – М.: Энергоиздат, 1983. – 368 с.

Представлена кафедрой
электрических систем

Поступила 22.04.2013

*К 50-летию кафедры
«Электрические системы»*

УДК 621.311

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОНЫ МЕЖДУФАЗНОГО ПОВРЕЖДЕНИЯ В ВОЗДУШНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Канд. техн. наук, доц. КАЛЕНТИОНОВ Е. В.

Белорусский национальный технический университет

Воздушные линии электропередачи являются наиболее повреждаемыми элементами электрической сети и требуют значительных материальных, энергетических и людских ресурсов для устранения повреждений. Как показывает опыт эксплуатации электрических сетей, большая часть времени при восстановлении электроснабжения потребителей уходит на отыскание места повреждения [1]. Ускорить этот процесс можно с помощью дистанционных методов и средств определения расстояния до места повреждения в распределительных электрических сетях. Однако разнообразие видов и характера повреждений, а также структуры и условий работы электрических сетей не позволяет получить какой-либо универсальный метод опре-

деления мест повреждений. Еще более сложно создать универсальный прибор, который удовлетворял бы всем требованиям, стоящим перед сетевыми предприятиями в части определения мест повреждений.

Наиболее известными и разработанными для определения мест повреждения (ОМП) воздушных линий электропередачи являются две группы методов: основанные на измерении и фиксации параметров аварийного режима в момент короткого замыкания, а также базирующиеся на измерении временных интервалов распространения электромагнитных волн вдоль воздушной линии или специально сформированных для этих целей импульсов. Поскольку измерения интервалов времени производятся средствами импульсной техники, то эта группа методов получила название импульсных.

Для распределительных электрических сетей наиболее перспективной является первая группа методов, которые получили название параметрических, так как они основаны на измерении режимных параметров и знании параметров схемы электрической сети. Следует отметить, что в Белорусской энергосистеме впервые в СССР для дистанционного определения места повреждения стали использовать фиксирующие приборы токовые (ФПТ), которые при возникновении повреждения измеряли и запоминали ток обратной последовательности. Далее с помощью показаний ФПТ и заранее построенных номограмм или схем сети с эквивалентными линиями определяются несколько вероятных мест повреждения или радиус зоны его расположения [2]. Однако широкого распространения данный метод в энергосистемах не получил, так как он позволяет дистанционно определить расстояние только до мест двухфазных коротких замыканий, которые составляют всего 10–15 % от общего количества повреждений в воздушных распределительных электрических сетях.

Дальнейшим развитием параметрических методов является использование фиксирующих индикаторов сопротивления [3]. В этом случае расстояние места междуфазного КЗ определяется по формуле

$$l_x = K_n \frac{U \sin \varphi}{I x_{01}}, \quad (1)$$

где K_n – коэффициент, учитывающий коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов тока и напряжения; $U = U_{\phi 1} - U_{\phi 2}$ – разность напряжений поврежденных фаз; $I = I_{\phi 1} - I_{\phi 2}$ – разность токов поврежденных фаз; φ – угол сдвига между U и I ; x_{01} – удельное индуктивное сопротивление прямой последовательности.

Однако при расчетном определении расстояния до места междуфазного повреждения возможны значительные погрешности относительно фактических расстояний до места КЗ. Причины неточного расчетного определения места повреждения весьма различны. Так, автором для схемы распределительной сети, приведенной на рис. 1, выполнены расчеты режимов междуфазных КЗ в точках К1, К2, К3 с использованием математической модели Simulinc, входящей в состав программного комплекса MatLab 7.5 [4]. В табл. 1 для примера приведены результаты расчетов параметров аварийного режима, определения расстояния l_x до места трехфазного КЗ (по фор-

муле (1)). Относительная погрешность определения l_x рассчитывается по выражению

$$\delta = \frac{l_x - l_\phi}{l_\phi}, \quad (2)$$

где l_ϕ – фактическое расстояние до места КЗ.

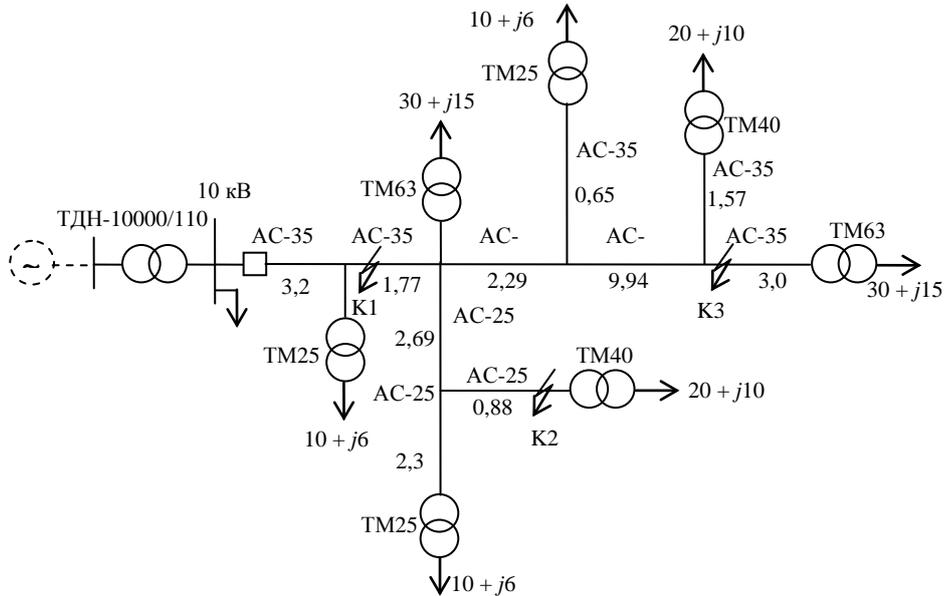


Рис. 1. Принципиальная схема распределительной электрической сети напряжением 10 кВ

Таблица 1

Значения параметров аварийного режима и результаты расчетов при трехфазных КЗ в электрической сети

Место КЗ (точка), фактическое расстояние, км	Значение переходного сопротивления $R_{п}$, Ом	Вектор междуфазного напряжения U_{AB}		Вектор разности токов I_{AB}		Расчетное расстояние до места повреждения l_x , км	Погрешность δ , %
		Модуль, В	Фаза, град.	Модуль, В	Фаза, град.		
К1, $l_\phi = 3,2$	1	1589	66,4	494	-56,7	5,92	85
	10	5140	152,5	459	-40,6	6,19	93,4
	30	9761	168,2	344	-19,2	8,91	178,4
К2, $l_\phi = 10,6$	1	3252	170,3	453	-50,1	11,35	7,1
	10	6102	162,1	413	-37,5	12,09	14,1
	30	9968	172,5	317	-18,8	15,03	41,8
К3, $l_\phi = 17,2$	1	4446	173,6	414	-47,5	17,22	0,1
	10	6810	168,1	380	-35,5	17,42	1,3
	30	10126	175,3	297	-18,6	19,97	16,1

На рис. 2 приведены относительные погрешности определения расстояния до места трехфазного КЗ от значения переходного сопротивления в месте КЗ (для примера принята точка К2) и места повреждения (для при-

мера принят режим при $R_n = 10 \text{ Ом}$). Анализ представленных зависимостей показывает, что наличие переходного сопротивления в месте КЗ приводит к увеличению погрешности δ и тем больше, чем выше R_n . Это связано с методической погрешностью неучета активной составляющей в расчетном выражении (1). При удалении места трехфазного КЗ от головного участка погрешность δ , наоборот, снижается. Это связано в основном с неучетом токов нагрузки и погрешностями трансформаторов тока, которые при КЗ на головном участке работают в режиме насыщения или близком к нему. По мере удаления точки трехфазного КЗ от питающей подстанции относительная погрешность уменьшается.

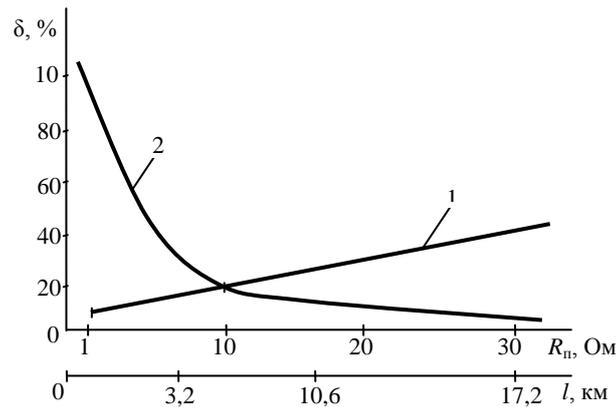


Рис. 2. Зависимости относительных погрешностей определения расстояния до места трехфазных КЗ: 1 – от значения переходного сопротивления R_n в месте повреждения; 2 – от места возникновения трехфазного КЗ (l)

Точность расчета расстояния до места КЗ можно повысить, если не пренебрегать шунтирующими петлю КЗ токами нагрузки. Простейшую коррекцию можно выполнить по выражению [5]

$$l_x = K_n \frac{U}{I - I_n} \sin \varphi, \quad (3)$$

где I_n – линейный ток в режиме, предшествующем КЗ.

В аварийном режиме ток нагрузки не равен доаварийному, несколько ниже из-за снижения напряжения на шинах потребителей. Уменьшение тока нагрузки при КЗ за счет снижения напряжения можно учесть, определяя расстояние до места междуфазного повреждения по формуле [5]

$$l_x = K_n \frac{U}{I - I_n \left(\frac{U}{U_0} \right)} \sin \varphi, \quad (4)$$

где U_0 – линейное напряжение в режиме, предшествующем КЗ.

Выполненные расчеты расстояний до места трех- и двухфазных КЗ показали, что точность дистанционного определения расстояний до мест повреждений по формуле (3) возрастает до 6 % и по формуле (4) – до 11 %.

Весьма привлекательным является использование мгновенных значений электрических величин, широко применяемых в релейной защите [6, 7]. Тем более что положительный опыт использования такого подхода определения места короткого замыкания на линиях распределительных сетей в объеме функций микропроцессорных токовых защит имеется [8]. В этом случае расстояние до места повреждения на основе двух замеров режимных параметров можно определить по формуле

$$l_x = K_n \frac{|i_2 u_1 - i_1 u_2|}{(i_1^2 + i_2^2) x_{01}}, \quad (5)$$

где i_2, u_1, i_1, u_2 – значения величин токов и напряжений на входе цифрового измерительного органа соответственно в любые два момента времени.

При трех- и двухфазных КЗ в замерах приняты: $u = u_a - u_b$; $i = i_a - i_b$.

На рис. 3 приведены относительные погрешности определения расстояния до места повреждения на основе двух замеров от значения переходного сопротивления в месте КЗ (для примера принят аварийный режим при $R_{п} = 10$ Ом) и места повреждения (для примера принята точка К2). Сопоставительный анализ представленных зависимостей на рис. 2 и 3 показывает, что метод двух замеров значительно увеличивает точность определения расстояния до места повреждения.

Метод двух замеров или, как его иногда называют, метод двух выборок имеет низкую точность при отличии сигналов от синусоидальных. Независимость результатов от формы сигналов позволяет получить метод на основе дифференциального уравнения линии. В этом случае расстояние до места повреждения определяется по формуле

$$l_x = K_n \frac{i_1' u_2 - i_2' u_1}{(i_1' i_2' - i_2' i_1') \omega_0 x_{01}}, \quad (6)$$

где i_1', i_2' – производные токов в первый и второй моменты замеров параметров режима; ω_0 – угловая скорость.

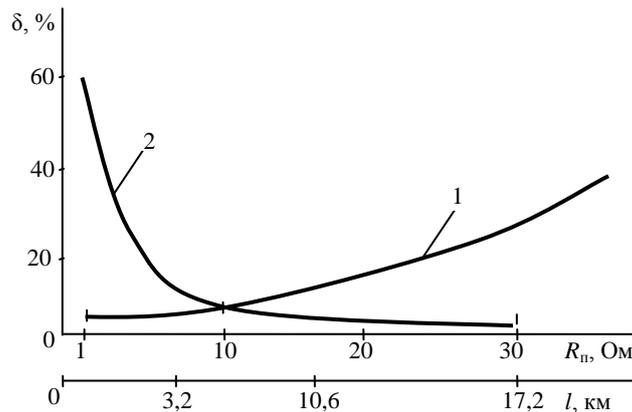


Рис. 3. Зависимости относительных погрешностей определения расстояния от места трехфазных КЗ по методу двух замеров: 1 – от значения переходного сопротивления $R_{п}$ в месте повреждения; 2 – от места возникновения трехфазного КЗ (l)

Как показали результаты расчетов, погрешность данного метода определения расстояния до места повреждения не превышает 15 %. Однако при реализации его в устройствах поиска повреждений необходимо учитывать, что точность в определении расстояния до места повреждения зависит от правильности измерений при наличии дуги в месте повреждения и он подвержен влиянию помех.

Следует отметить, что расчетное расстояние до места повреждения, полученное с помощью используемого метода ОМП, должно сопровождаться информацией о зоне обхода и осмотра линии, т. е. части линии, находящейся по обе стороны от расчетного места повреждения.

«Зона обхода и осмотра линии электропередачи» является фундаментальным понятием ОМП. Этому понятию не уделяется достаточного внимания, хотя именно оно ложится в основу организации поиска мест повреждения.

Как было установлено в предыдущих расчетах, ни один из используемых методов не позволяет определить точно расстояние до места повреждения. Это так называемая методическая погрешность ОМП. Кроме того, причинами неточности определения расстояния до места повреждения являются:

- характер повреждения (дуговое или металлическое);
- влияние токов нагрузки;
- ответвление на линии электропередачи, т. е. сложная конфигурация электрической распределительной сети;
 - влияние параллельных линий;
 - влияние подпитки места КЗ;
 - погрешности трансформаторов тока и напряжения;
 - несинусоидальность параметров режима;
 - неточность информации о параметрах элементов электрической сети;
 - погрешности измерений и обработки информации.

Таким образом, любой расчет расстояния до места повреждения дает приближенное значение. Так как на результат расчета влияют очень многие независимые случайные факторы, указанные выше, то каждый из этих факторов порождает частную ошибку. Однако, поскольку число этих факторов весьма велико, их совокупное действие порождает заметную суммарную ошибку.

Рассматривая суммарную ошибку как сумму очень большого числа взаимно независимых частных ошибок, мы вправе заключить (согласно центральной предельной теореме А. М. Ляпунова), что суммарная ошибка имеет распределение, близкое к нормальному, т. е. зону повреждения. Опыт дистанционного определения расстояния до места повреждения в электрических сетях 110 кВ и выше подтверждает справедливость такого заключения [9]. Аналогичная информация для распределительных электрических сетей в настоящее время отсутствует, поскольку функция дистанционного ОМП практически не реализуется.

Для повышения точности и достоверности определения места КЗ в воздушных распределительных электрических сетях предлагается:

1. Расстояние до места повреждения рассчитывать по нескольким аналитическим выражениям, например (4)–(6), на основе многократного замера параметров аварийного режима, т. е. получения ряда возможных мест повреждений l_1, l_2, \dots, l_n .

2. Выполнить статистическую обработку полученных расчетных данных с определением:

- математического ожидания как наиболее вероятного места КЗ

$$\bar{l}_x = \sum_{i=1}^n l_i / n, \quad (7)$$

где n – количество расчетных данных;

- доверительного интервала с заданной надежностью, который принимается как зона обхода и осмотра линии электропередачи

$$(\bar{l}_x - t_\gamma \sigma_l / \sqrt{n}) < l_x < (\bar{l}_x + t_\gamma \sigma_l / \sqrt{n}), \quad (8)$$

где t_γ – квантиль распределения; σ_l – среднее квадратичное отклонение от математического ожидания места КЗ.

В качестве примера при возникновении трехфазного КЗ в точке К2 (рис. 1) определены расстояния до места повреждения по расчетным выражениям (4)–(6) при трех замерах параметров аварийного режима и изменений $R_n = 1; 5; 10$ Ом.

Полученные значения расстояний до места КЗ сведены в табл. 2.

Таблица 2

Расчетные расстояния до места трехфазного КЗ, км

10,40	11,09	13,59	11,03	11,50	12,42	10,60	10,01	1032
-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	------

В данном случае математическое ожидание места повреждения

$$\bar{l}_x = \sum_{i=1}^9 l_i / 9 = 11,2 \text{ км.}$$

Таким образом, погрешность в определении места повреждения составляет

$$\delta = \frac{11,2 - 10,6}{10,6} 100 \% = 5,6 \%,$$

что вполне согласуется со статистическими данными по линиям электропередачи 110 кВ и выше – 5,79 % [9].

Определим дисперсию расчетных расстояний до места повреждения

$$D_l = \left(\sum_{i=1}^9 (l_i - \bar{l}_x)^2 \right) / 8 = 1,31 \text{ км}^2.$$

Среднее квадратичное отклонение от математического ожидания места повреждения

$$\sigma_l = \sqrt{D_l} = 1,14 \text{ км.}$$

Зону поиска места повреждения определим путем расчета доверительного интервала с надежностью 0,95:

$$\bar{l}_x - t_\gamma \sigma_l / \sqrt{n} = 11,2 - 2,31 \cdot 1,14 / \sqrt{9} = 10,3 \text{ км};$$

$$\bar{l}_x + t_\gamma \sigma_l / \sqrt{n} = 11,2 + 2,31 \cdot 1,14 / \sqrt{9} = 12,1 \text{ км},$$

где $t_\gamma = 2,31$ согласно табл. 6 приложения [10].

Таким образом, с надежностью 0,95 можно утверждать, что место повреждения находится в зоне обхода и осмотра линии

$$10,3 \text{ км} < l_x < 12,1 \text{ км}.$$

Длина зоны осмотра линии для нахождения места повреждения составляет $(12,1 - 10,3) = 1,8$ км. Общая длина l_Σ рассматриваемой сети равна 28,3 км. Таким образом, для нахождения места повреждения необходимо осмотреть $(1,8/28,3) \cdot 100 \% = 6,3 \%$ протяженности воздушной линии электропередачи.

ВЫВОДЫ

1. На основе анализа известных методов для определения мест междуфазных повреждений в электрических сетях (высоко- и низкочастотные, дистанционные и топографические) установлено, что из-за древовидной структуры воздушных распределительных электрических сетей, разнообразия видов и характера повреждений ни один из них не удовлетворяет современным требованиям по точности определения расстояния до места повреждения.

2. Расчетным путем на основе измерения режимных параметров электрической сети определены расстояния до мест междуфазных повреждений, используя параметрические методы. На основе расчетов установлено, что наиболее точно на основе измерений на питающей подстанции определение расстояний до трех- и двухфазных коротких замыканий может быть выполнено при использовании методов мгновенных значений тока и напряжения.

3. Для определения зоны и наиболее вероятного места междуфазного повреждения в электрических распределительных сетях предложено расстояние до места повреждения рассчитывать по трем-четырем аналитическим выражениям на основе данных многократного измерения параметров аварийного режима с последующей статистической обработкой полученных данных.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ш а л ы т, Г. М. Определение мест повреждения в электрических сетях / Г. М. Шалыт. – М.: Энергоиздат, 1982. – 312 с.
2. Б е р х и н, В. И. Определение мест междуфазных КЗ в воздушных распределительных сетях / В. И. Берхин, С. Ф. Кондратюк // Энергетик. – 1974. – № 11. – С. 33–34.
3. А й з е н ф е л ь д, А. И. Фиксирующий индикатор сопротивления / А. И. Айзенфельд, В. Н. Аронсон, В. Г. Гловацкий. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 46 с.
4. Д ь я к о н о в, В. П. MatLab и Simulinc в электроэнергетике: справ. / В. П. Дьяконов, А. А. Пеньков. – М.: Телеком, 2009. – 816 с.
5. К о ш к и н, Ю. Л. Методические погрешности измерения расстояния до мест коротких замыканий в сетях 6–10 кВ / Ю. Л. Кошкин // Повышение качества электрификации сельскохозяйственного производства. – М.: БМН, 1982. – С. 18–22.

6. Аржанников, Е. А. Дистанционный принцип в релейной защите и автоматике линий при замыканиях на землю / Е. А. Аржанников. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 176 с.
7. Шнеерсон, Э. М. Цифровая релейная защита / Э. М. Шнеерсон. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
8. Романюк, Ф. А. Определение места короткого замыкания на линиях распределительных сетей в объеме функций микропроцессорных токовых защит / Ф. А. Романюк, А. А. Тишечкин, О. А. Гурьянчик // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2010. – № 6. – С. 5–13.
9. Айзенфельд, А. И. Определение мест короткого замыкания на линиях с ответвлениями / А. И. Айзенфельд, Г. М. Шалыт. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 160 с.
10. Математическая статистика / В. М. Иванова [и др.]. – М.: Высш. шк., 1975. – 398 с.

Представлена кафедрой
электрических систем

Поступила 22.04.2013

*К 50-летию кафедры
«Электрические системы»*

УДК 621.311

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Канд. техн. наук ЧЕРНЕЦКИЙ А. М.

Белорусский национальный технический университет

В течение последнего десятилетия отмечается устойчивая тенденция расширения сферы практического применения накопителей электроэнергии [1]. Изначально используемые в основном в качестве аккумуляторных батарей и источников бесперебойного питания нагрузок небольшой мощности в настоящее время накопители рассматриваются в качестве одной из важнейших составляющих электроэнергетики будущего как неотъемлемый элемент «интеллектуальных электроэнергетических систем» [2, 3]. Основными движущими силами, способствующими более пристальному изучению аспектов применения технологий сохранения энергии в большой электроэнергетике, являются тенденции увеличения генерации на основе возобновляемых источников энергии (в первую очередь, энергии ветра), значительный рост в большинстве энергосистем стоимости электроэнергии в пиковые часы [4], возрастающие требования к надежности электроснабжения и вопросам экологии. Основное свойство накопителей – способность аккумулировать электроэнергию с ее последующей выдачей в нужное время – имеет особое значение для создания принципиально новых методик оптимального управления энергосистемами.

На современном этапе общая установленная мощность используемых в мире накопителей электроэнергии превышает 127 ГВт [1, 3]. Порядка