

УДК 621

СНИЖЕНИЕ УЩЕРБА ОТ ОТКАЗОВ В СЕТЯХ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЗА СЧЕТ ЛОГИКО-ВЕРОЯТНОСТНОГО АНАЛИЗА

Курчатова Ю.Д. студент гр. АЭб-201, II курс
Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева
Курчатов Н.А. главный специалист,
филиал ПАО «Россети Сибирь» – «Кузбассэнерго-РЭС»
Научный руководитель Черникова Т.М., д.т.н., профессор
Кузбасский государственный технический университет им. Т.Ф. Горбачева

Введение

Обеспечение надежности электроснабжения является одной из ключевых задач в энергетике. Критерием оценки надежности в рыночных условиях могут выступать совокупные издержки, включающие в себя затраты на обеспечение бесперебойной работы и ущерб от отказов энергоснабжения [0]. Причем речь идёт как об издержках поставщика электроэнергии, так и потребителя. Минимизация данных издержек – то, чему должна быть подчинена организация эксплуатации сетей энергоснабжения (СЭС).

Целью настоящей статьи является рассмотрение способов снижения ущерба от отказа электроснабжения на СЭС с рабочим напряжением 0,4-35 кВ.

Постановка проблемы

Вполне очевидно, что ущерб при отказе электроснабжения состоит из постоянной и переменной части, зависящей от длительности отказа [00].

$$C_e = C_s + \sigma_v \cdot T_e,$$

где C_e — ущерб при отказе электроснабжения, C_s — постоянная часть ущерба, σ_v — ущерб за единицу времени, T_e — длительность отказа.

В постоянную часть входят затраты энергосетевой компании на проведение ремонтно-восстановительных работ. В переменную – убытки потребителя из-за простоя оборудования и остановки производственного цикла.

В свою очередь, длительность отказа складывается из времени на поиск и локализацию причины технологического нарушения T_d и времени, необходимого для восстановления энергоснабжения T_r :

$$T_e = T_d + T_r.$$

Время T_d зависит в первую очередь от степени оснащения СЭС автоматизированными системами сбора и передачи информации (ССПИ) или для краткости *наблюдаемости*. Время T_r – от наличия систем диспетчерского и технологического управления (СДТУ), степени резервирования, сложности обслуживания оборудования.

Если для СЭС 110 кВ и выше характерна высокая степень наблюдаемости и резервирования, а потому указанные времена T_d и T_r в большинстве аварийных ситуаций низки, то для сетей с рабочим напряжением 0,4-35 кВ характерна иная картина. Во-первых, далеко не везде доступна или целесообразна независимая схема электроснабжения. Во-вторых, основными источниками информации о состоянии сети являются измерительные преобразователи на отходящем фидере питающей подстанции, данные с конечных приборов учёта электроэнергии, а так же телефонная связь с потребителями. Проще говоря, для сетей данного класса достоверные данные поступают с «головы» и «хвоста», в промежутке между возникает «слепая зона».

В таких условиях поиск места возникновения аварии осуществляется выездной бригадой путем секционирования сети на участки, а затем осмотра выделенного участка. Поскольку, в силу географических особенностей нашей страны, значительная часть линий 6-35 кВ расположена в труднодоступных местах, пересекает водные преграды и железнодорожные пути, не редки ситуации, когда поиск занимает больше времени, чем собственно устранение отказа энергоснабжения. Особенно это проявляется в весенне-осенний период, характерный как сильными ветрами, когда часты обрывы воздушных линий, так и сложными дорожными условиями. В такие периоды разница временных затрат может быть кратной.

Таким образом, для снижения ущерба от отказа энергоснабжения требуется в первую очередь сократить время на поиск места технологического нарушения.

Пути решения

Наиболее распространёнными путями снижения ущерба являются:

- снижение вероятности отказа за счёт реконструкции сетей;
- уменьшение времени поиска места аварии за счёт установки автоматизированных секционирующих пунктов (реклоузеров);

Оба пути достаточно эффективно снижают ущерб от отказов, однако ведут к увеличению капитальных затрат на эксплуатацию сетей [3]. Поэтому ограничиться ими не всегда целесообразно.

Развитие вычислительной техники и информационных систем позволяет использовать третий путь сокращения времени на поиск места аварии, а, следовательно, и ущерба – логико-вероятностный анализ (ЛВА).

Благодаря широкому внедрению в энергосетевых компаниях систем управления ремонтами и устранением дефектов собрана статистика надёжности различного оборудования, откуда можно получить априорные

вероятности отказов конкретных типов и классов устройств. А зная априорные вероятности отказов устройств можно рассчитать апостериорную вероятность отказа узла сети.

Логико-вероятностный анализ

Возьмём узел графа электрических связей СИМ модели сети [4] с n входами и m выходами (рис. 1), имеющий априорную вероятность отказа $Q(t)$.

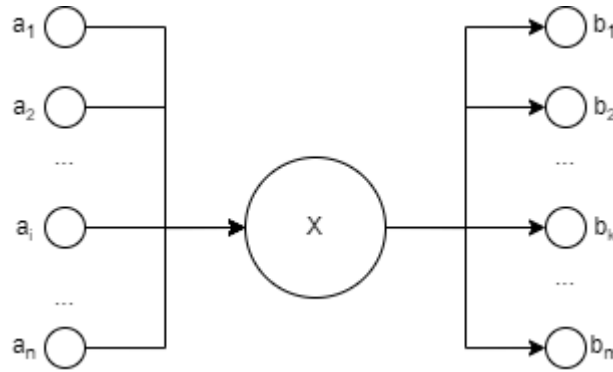


Рис.1. Узел графа электрических связей

Пусть A – отсутствие напряжения (отказ) на входе узла, B — отсутствие напряжения (отказ) на выходе узла, тогда:

$Q(A)$ – вероятность отказа входных узлов;

$Q(B)$ – вероятность отказа на выходе узла.

В общем случае для узла приняв a_i – отказ питания на i -том входе, а b_k – отказ питания на k -том выходе, тогда

$$Q(A) = \prod_{i=1}^n Q(a_i), \quad (1)$$

$$Q(B) = \prod_{k=1}^m Q(b_k). \quad (2)$$

Отсутствие напряжения на выходе узла возможно в случае отказа узла или отказа на его входе, что эквивалентно

$$B = A || X,$$

где X – событие отказа узла, независимое от отказа на входе.

Из закона сложения вероятностей априорная вероятность отказа на выходе узла:

$$W(B) = 1 - Q(\bar{A}) \cdot Q(\bar{X}) = Q(A) + Q(t) - Q(A) \cdot Q(t) \quad (3)$$

По теореме Байеса апостериорная вероятность отказа узла, при отказе на его выходе с учётом (3) будет равна:

$$Q(X|B) = \frac{Q(B|X) \cdot Q(t)}{W(B)} = \frac{Q(t)}{Q(A) + Q(t) - Q(A) \cdot Q(t)}, \quad (4)$$

где $Q(B|X) = 1$ – вероятность отказа на выходе при его отказе.

Тогда апостериорная вероятность отказа узла в зависимости от состояния входа и выхода:

$$Q(X|AB) = Q(X|B) \cdot Q(B) = \frac{Q(B) \cdot Q(t)}{Q(A) + Q(t) - Q(A) \cdot Q(t)}. \quad (5)$$

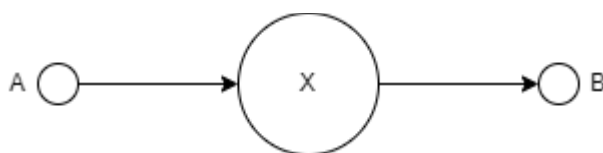


Рис. 2. Вырожденный узел графа

Легко увидеть, что для экстремальных состояний входа и выхода (вероятности равны нулю или единице) апостериорная вероятность отказа (5) будет принимать значения, соответствующие набору конечных состояний вырожденного узла (рис. 2), представленному в табл. 1.

Таблица 1

Отказы вырожденного узла

A	B	X
0	0	0
0	1	1
1	1	$Q(t)$
1	0	0 (генерация внутри узла)

С учётом (1) и (2) запишем (5):

$$Q(X|AB) = \frac{Q(t) \cdot \prod_{k=1}^m Q(b_k)}{Q(t) + (1 - Q(t)) \cdot \prod_{i=1}^n Q(a_i)}. \quad (6)$$

Если принять за 1 вероятность заведомо известного (по показаниям измерительных устройств, приборов учёта, звонкам потребителя и т.д.) отказа и за 0 – достоверно известной работоспособности узла сети, а затем последовательно обходя от «хвоста» к «голове» граф электрических связей

можно рассчитать по (6) карту апостериорных вероятностей отказа каждого узла сети.

Полученная карта будет соответствовать истинному состоянию сети в целом с вероятностью достоверности P_d , как если бы в каждом узле находилось бы средство измерения.

Используя данную карту, можно быстрее осуществлять поиск места технологического нарушения, а значит, и снизить время, затрачиваемое на их устранение. Особенный эффект экономии будет достигнут для сетей, где проведение реконструкции и установки реклоузеров затруднено или экономически нецелесообразно.

Выводы

1. Рассмотрены основные причины временных затрат при устранении технологических нарушений (аварий), ведущих за собой ущерб от отказов, для сетей энергоснабжения с рабочим напряжением 0,4-35 кВ.
2. Описаны основные пути снижения ущерба от отказов для данных сетей.
3. Предложен логико-вероятностный анализ, как путь для повышения наблюдаемости сети и снижения ущерба от отказа.
4. Выведена формула расчета вероятности отказа узла цепи, пригодная для применения в информационных системах, использующих СИМ модели электрических сетей.

Список литературы:

1. Папков Борис Васильевич, Шарыгин Михаил Валерьевич ТРЕБОВАНИЯ К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ // Энергетическая политика. –2015. – №2. с. 47-54.
2. Берхане, А.М. Обоснование критерия оценки надежности электроснабжения/ А.М. Берхане // Вестник евразийской науки. –2015. – №1 (26). с. 59.
3. Гудин, Д. И. Повышение надежности сельских распределительных сетей с применением реклоузеров / Д. И. Гудин, М.Д. Трушин // Уникальные исследования XXI века. – 2015. – №12 (12). с. 22-24.
4. IEC 61970-301:2020 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://webstore.iec.ch/publication/62698> (для зарегистрированных пользователей) (дата обращения 03.03.2022).