

Исследование режимной надежности систем электроснабжения с распределенной генерацией и учетом каскадных отказов

ФАМ ЧУНГ ШОН, ВОРОПАЙ Н.И.

Разработан комплексный метод расчета режимной надежности систем электроснабжения, содержащих установки распределенной генерации, с учетом каскадного развития отказов и реконфигурации электрической сети в послеаварийных режимах. Приведена иллюстрация метода на примере системы электроснабжения района одной из провинций Вьетнама.

Ключевые слова: системы электроснабжения, распределенная генерация, режимная надежность, риск, повышение надежности, расчет

По своему назначению и характеристикам различают системы электроснабжения (СЭС) промышленных предприятий, городских и сельских районов. Если заводские СЭС могут иметь сложнозамкнутую структуру, городские и сельские СЭС, как правило, работают как радиальные, получая электроэнергию от одной или нескольких питающих подстанций (основных пунктов питания), относящихся к электроэнергетической системе (ЭЭС). Особенно проблемными с точки зрения надежности являются сельские системы электроснабжения, имеющие достаточно протяженные линии низких напряжений. В статье рассматриваются особенности оценки режимной надежности таких СЭС на примере системы электроснабжения района провинции Куанг Нам Вьетнама.

В соответствии с [1] *режимная надежность* электроэнергетической системы, в том числе системы электроснабжения, понимается как свойство системы сохранять заданные режимы функционирования при изменении условий, отказах элементов и внезапных возмущениях. В англоязычной литературе аналогичный смысл имеет термин *security*, который понимается как способность системы противостоять внезапным возмущениям [2]. Различают статическую и динамическую режимную надежность ЭЭС [3–5 и др.]. В статье рассматривается статическая надежность СЭС.

Подходы к оценке режимной надежности СЭС как составляющей комплексного свойства надежности представлены в многочисленных литературных источниках, включая монографии и учебные пособия [3–11 и др.]. До последнего времени эти подходы рассматривали в качестве объекта пассивную распределительную электрическую сеть, не содержащую генерирующих источников, кроме ос-

A comprehensive method is developed for calculating the operating reliability of electric power supply systems containing distributed generation plants taking into account cascade evolvement of failures and reconfiguring of the electric network in post-accident modes. The use of the method is illustrated on the example of a regional power supply system in one of Vietnam provinces.

Key words: electric power supply systems, distributed generation, operating reliability, risk, reliability enhancement, calculation

новного пункта (пунктов) питания от ЭЭС. Распространение источников распределенной генерации в СЭС, а также использование современных многофункциональных коммутационных аппаратов (реклоузеров)¹ привело к существенному изменению схемно-режимных мероприятий за счет использования автоматических действий в распределительной электрической сети (автоматические переключения, реконфигурация сети и др.). Это требует развития методов оценки режимной надежности СЭС и мероприятий по ее повышению, что и является целью статьи.

Состояние исследований. Наиболее распространенным критерием режимной надежности является критерий $N-1$, в соответствии с которым выполняется оценка последствий отказа любого одного силового элемента СЭС – генератора, линии, трансформатора и др. Реже используется критерий $N-2$ [4–8, 12 и др.]. При этом вероятность отказа силового элемента может учитываться либо не учитываться [5, 6, 13 и др.].

Одной из ключевых составляющих оценки режимной надежности СЭС является расчет потоко-распределения для определения последствий отказов элементов системы, в том числе каскадных отказов. В общем случае используется полное описание электрического режима СЭС системой нелинейных алгебраических уравнений балансов активных и реактивных мощностей в узлах [4, 5], которая решается методами ньютоновского типа. Во многих случаях вводятся допущения в полную модель потоко-распределения, например, учетом в

¹ Реклоузер осуществляет автоматические коммутационные операции отключения и включения силового элемента, а также реализует функции измерения параметров, защиты и автоматики. К настоящему времени реклоузеры установлены в электросетевых предприятиях многих стран, в том числе России.

матрице Якоби лишь членов, отражающих взаимосвязь переменных P - d и Q - U , задача при этом решается разделенным методом Ньютона [4, 5, 13 и др.]. Расчет потокораспределения выполняется для контроля допустимости уровней напряжений в узлах и токов в связях. В случае недопустимости этих параметров режима моделируется действие соответствующих защит, отключающих перегруженную линию или питающую линию нагрузки при недопустимом уровне напряжения [4, 5, 13 и др.].

В общем случае каскадное развитие отказов моделируется с учетом вероятностей последовательно происходящих событий. При учете только структурных характеристик СЭС метод расчета вероятностей различных состояний схемы при каскадном развитии аварий приведен в [7, 16 и др.]. Моделирование вероятностей каскадного развития первичного отказа при контроле допустимости параметров режима и действии соответствующих защит с заданной вероятностью рассмотрено в [15].

При моделировании каскадного развития отказов в результате действия защит от недопустимого уровня напряжений в узлах вместе с питающими линиями отключается нагрузка. В первую очередь целесообразно отключать неотвественных потребителей, для чего должны быть предусмотрены схемные решения для питания различных потребителей к надежности электроприемников, чтобы при наличии распределенной генерации сохранялось электроснабжение ответственных потребителей [17, 18].

Наличие источников распределенной генерации в СЭС, а также современных многофункциональных коммутационных аппаратов и автоматики, обеспечивающей их работу, позволяет реализовать различные мероприятия для повышения режимной надежности электроснабжения потребителей. Основным из таких схемно-режимных мероприятий является реконфигурация распределительной электрической сети в послеаварийных режимах. Целью реконфигурации является формирование сбалансированных по генерации и нагрузке изолированных подсистем (в англоязычной терминологии «островов») на базе источников распределенной генерации и примыкающих к ним потребителей. Для выбора рациональных мест размещения реклоузеров с точки зрения минимума активных потерь в сети и надежности электроснабжения потребителей использовались различные методы, в том числе методы математического программирования, генетические алгоритмы [19, 20], метод колонии муравьев [17], метод Монте-Карло в сочетании с генетическим алгоритмом [21]. Вероятностные характеристики действия автоматики, обеспечивающей работу современных многофункциональных коммута-

ционных аппаратов применительно к различным конфигурациям схем (кольцевые, радиальные) исследованы в [22].

Распространенным показателем режимной надежности СЭС является риск, определяемый как сумма произведений вероятностей последовательности событий на значение последствий в результате каждого события обычно в виде дефицита мощности или недоотпуска электроэнергии [23, 24 и др.], при этом оценивается также риск реализации различных мероприятий по повышению режимной надежности СЭС [22, 25]. В [26] дана формула для интегральной оценки риска с учетом всех рассмотренных факторов.

Анализ выполненных исследований показывает, что имеются существенные результаты в области оценки режимной надежности СЭС и обоснования мероприятий по ее повышению. В то же время имеющиеся наработки недостаточно учитывают специфические свойства современных СЭС рассматриваемого класса, обусловленные наличием новых элементов и новых процедур реализации схемно-режимных мероприятий. Развитию метода оценки режимной надежности СЭС с учетом указанных обстоятельств посвящена настоящая статья.

Описание метода. Структурная схема разработанного метода расчета режимной надежности системы электроснабжения с распределенной генерацией показана на рис. 1 [27] (на рис. 1 K – число элементов (связей) в СЭС; k, m – текущие номера элементов, на которых происходят первичный и последующие отказы). Первичный отказ и последующие события рассматриваются с их вероятностями для заданного режима СЭС в заданный момент времени. Модель режимной надежности системы электроснабжения с распределенной генерацией, соответствующая рис. 1, состоит в следующем.

В качестве отказывающих элементов в соответствии с правилом надежности $N-1$ рассматриваются все элементы схемы: линии, трансформаторы, источники распределенной генерации. Причинами отказов сетевых элементов могут быть короткие замыкания (КЗ) либо ложные срабатывания защит, в результате чего элемент отключается. При необходимости отключения элемента в результате КЗ может происходить отказ защиты или выключателя с последующим действием близлежащих защит и автоматики и отключением соответствующих элементов. При действии близлежащих защит и автоматики вероятность их отказа не учитывается вследствие незначительного влияния этих условных вероятностей на результаты оценки режимной надежности СЭС. Отказ источника распределенной генерации моделируется его отключением с заданной вероятностью.

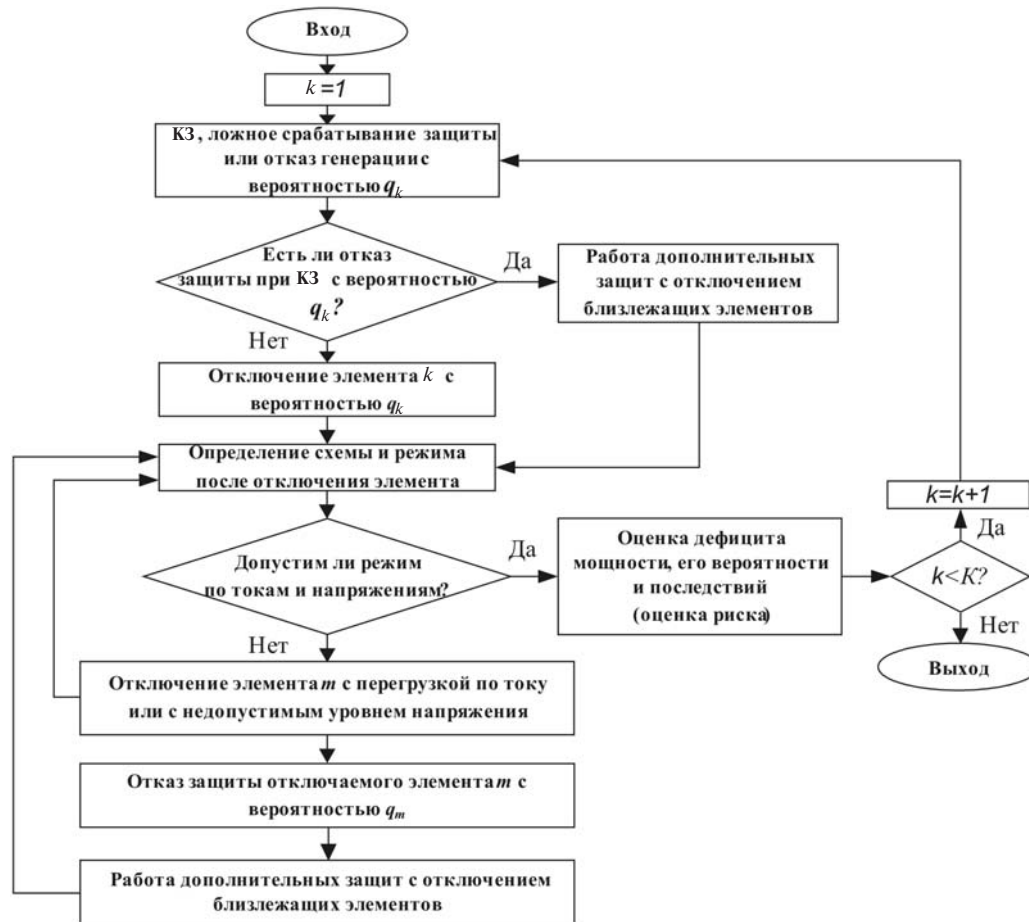


Рис. 1. Структурная схема алгоритма расчета режимной надежности системы электроснабжения с распределенной генерацией

С учетом наличия в системе электроснабжения источников распределенной генерации финальное состояние системы формируется выделением «островов», осуществляемым при обеспечении баланса генерации и нагрузки в «острове». При этом в случае дефицита генерации отключаются действием автоматики прежде всего неответственные электроприемники потребителей. При избытке генерации установки распределенной генерации разгружаются в результате работы соответствующих систем регулирования генераторов при условии выполнения технологических ограничений.

В результате отмеченных событий имеем состояние СЭС, для которого рассчитывается установившийся режим методом Ньютона–Рафсона и проверяется допустимость полученного режима по токам в связях и напряжениям в узлах. Если имеются перегруженные по току связи, моделируется их отключение максимальной токовой защитой. Если в узле подключения питающей линии нагрузки имеет место недопустимое снижение уровня напряжения, эта линия отключается соответствующей защитой. Если при этом происходит отказ защиты и связь или линия не отключается, моделируется, как и в предыдущем случае, действие

близлежащих защит и автоматики с отключением соответствующих элементов.

Если режим допустим, выполняется оценка дефицита мощности в схеме и его вероятности, на основе чего рассчитывается значение риска рассматриваемого состояния системы. При этом вероятности состояний системы в результате сложных отказов с учетом независимости соответствующих случайных событий определяются по известной формуле [7, 8, 16 и др.]:

$$p_l(D_l) = \prod_{i,j} \tilde{q}_i \tilde{p}_j, \quad l = \overline{1, L}, \quad (1)$$

где $p_l(D_l)$ – вероятность дефицита мощности значением D_l в рассматриваемом состоянии l системы электроснабжения; q_i – вероятность отказа элемента или защиты; p_i – вероятность безотказной работы элемента или защиты; i, j – номера элементов СЭС.

Модификация оценки риска. В качестве показателя для оценки режимной надежности СЭС целесообразно принять показатель риска. Как отмечено ранее, принятый подход к определению риска в СЭС при оценке режимной надежности представляется в данном случае формулой [23–25 и др.]:

$$R_k = \prod_{l=1}^L p_l(D_l) D_l, \quad k = \overline{1, K}. \quad (2)$$

Однако формула (2) не учитывает разную тяжесть последствий дефицита мощности для различных категорий электроприемников потребителей. Принимая во внимание то, что режимная надежность оценивается для момента времени, в котором возможно возникновение внезапного дефицита мощности, тяжесть последствий может быть определена удельным ущербом от внезапности дефицита мощности $y_{вн}$. Современные оценки $y_{вн}$ могут быть приняты для различных типов электроприемников потребителей в соответствии с [28]. С учетом этого модифицированная формула для определения риска при оценке режимной надежности СЭС имеет вид

$$R_{ky} = \prod_{l=1}^L p_l(D_l) \prod_{i=1}^n D_i y_{внi}, \quad k = \overline{1, K}. \quad (3)$$

где n – число узлов схемы СЭС.

Соотнося оценки риска с конкретными элементами схемы, можно определить слабые места в схеме с точки зрения режимной надежности, на основании чего возможно рекомендовать мероприятия по ее повышению. Такие возможности показаны далее для исследуемой схемы системы электроснабжения.

Рассмотренный метод, как следует из изложенного, дает оценку режимной надежности и мероприятий по ее повышению для одного заданного режима СЭС. В общем случае получаемые оценки и рекомендации должны рассматриваться для множества характерных режимов в течение заданного периода времени (например сутки, неделя, год и др.), а также для различных схем сети (ремонтные, послеаварийные, с отключениями элементов для технического обслуживания и др.). Интегральные рекомендации по повышению режимной надежности системы электроснабжения должны выбираться в результате, например, для наихудшего случая или по другим соображениям. Формализация такого

выбора требует дополнительных исследований и не является задачей данной статьи.

Расчетная схема исследуемой системы электроснабжения приведена на рис. 2 и является частью системы электроснабжения района провинции Куанг Нам Вьетнама. Схема имеет один основной источник питания (узел 1) от ЭЭС и содержит три района, в двух имеются установки распределенной генерации. Основной источник питания, установки распределенной генерации и районы между собой соединены посредством выключателей. Внутри каждого из трех районов питающие линии нагрузок подключены через предохранители. Схема содержит 52 узла и 51 связь на напряжение 15 кВ.

Для определенного упрощения численного исследования, имеющего иллюстрационный характер, не учитываются отказы источников распределенной генерации.

Вероятности отказов элементов схемы приняты в соответствии с [9–11, 29]; удельные ущербы от внезапности дефицитов мощности у потребителей взяты из [28].

В порядке иллюстрации каскадного развития первичных отказов и действий устройств защиты рассмотрим два примера применительно к схеме рис. 2.

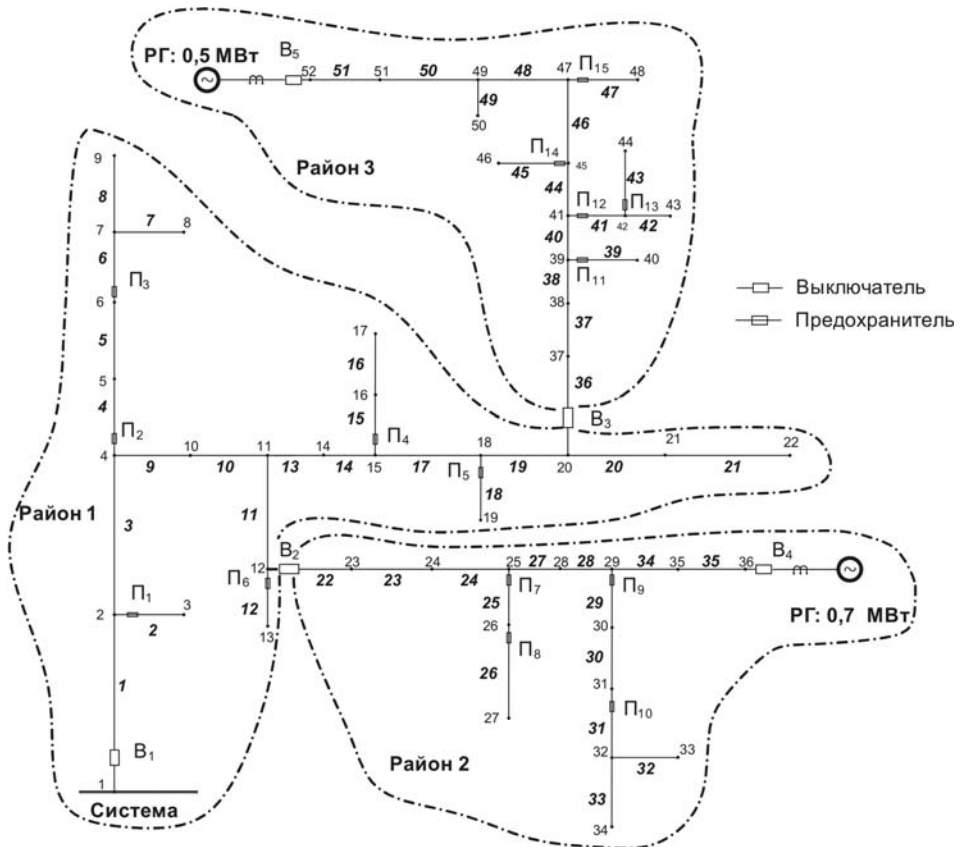


Рис. 2. Схема электроснабжения района провинции Куанг Нам Вьетнама с установками распределенной генерации (светлые цифры – номера узлов, темные – номера связей)

Пример 1. Первичный отказ произошел на связи 8 в результате КЗ. Предохранитель в узле 6 с вероятностью $p_{п3}$ должен отключить аварийный участок, обесточив нагрузки в узлах 7–9.

Предположим, что произошел отказ в работе предохранителя в узле 6 с вероятностью $q_{п3}$. В этом случае должен сработать предохранитель в узле 4 (на связи 4), отключив более обширный участок схемы и обесточив нагрузки в узлах 5–9. Вероятность отказа предохранителя в узле 4, как это принято в модели, не учитывается.

Для согласования правильной последовательности действий предохранителей в узлах 6 и 4 должна быть реализована соответствующая их настройка, которая выполняется согласованным подбором уставок соответствующих предохранителей [7, 8, 30, 31 и др.].

Пример 2. Первичный отказ в результате КЗ произошел на связи 4. Предохранитель в узле 4 с вероятностью $p_{п2}$ должен отключить связь 4, обесточив нагрузки в узлах 5–9.

Пусть произошел отказ в работе предохранителя в узле 4 (на связи 4) с вероятностью $q_{п2}$ и связь 4 с КЗ не отключилась. В этом случае опасности подвергается целиком район 1 и для устранения аварийной ситуации должны сработать защиты, отключающие выключатели на связях 1, 22 и 36. В результате все потребители района 1 теряют электроснабжение, а в районах 2 и 3 происходит выделение «островов» путем восстановления баланса вырабатываемой и потребляемой активной мощности при отключении второстепенных электроприемников потребителей, поскольку мощности установок распределенной генерации недостаточно для питания всех потребителей в этих районах.

Если в результате выделения «островов» послеаварийный режим оказывается недопустимым по перегрузке некоторых связей либо по уровням напряжений на фидерах, питающих нагрузки, моделируются отключение соответствующих связей и питающих линий с учетом вероятностей отказов защит и аналогичное предыдущему каскадное развитие событий с действием резервных защит и последующим расчетом нового послеаварийного режима и т.д.

Как видно, последствия каскадного развития первичного отказа в примере 2 существенно более тяжелые, чем в примере 1.

На рис. 3 в качестве примера показана зависимость вероятности состояний отказа для связей 1 и 8 при различных ситуациях. Из рис. 3 видно соотношение между дефицитом мощности и вероятностью возникновения отказа: если происходит отказ элемента из-за КЗ (или по другой причине) и за-

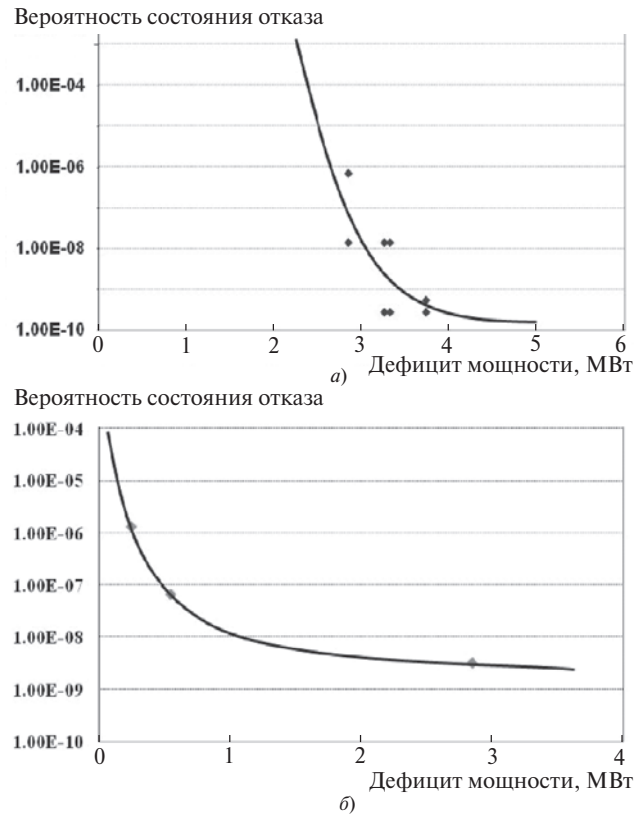


Рис. 3. Характеристика состояний каскадных отказов на связях: а – 1 (линия 1–2); б – 8 (линия 7–9)

щиты работают безотказно, то вероятность конечного состояния схемы в этом случае будет высокой, а дефицит – низким. В противном случае, с учетом отказа основной защиты и действия дополнительной (с отключением крупного участка схемы), вероятность повреждения большего набора оборудования будет уменьшаться, но дефицит мощности будет увеличиваться.

На рис. 4 показаны диаграммы оценок рисков для всех связей схемы СЭС с использованием формул (2) и (3), соответственно, для случаев без учета отказов защиты и с их учетом. Результаты анализа этих диаграмм показывают следующее:

учет отказов защиты увеличивает риски дефицита мощности и экономического ущерба;

учет ущерба от внезапности дефицита при оценке риска видоизменяет соотношение оценок рисков для разных элементов схемы;

из рис. 4 видно, что слабым местом схемы с точки зрения режимной надежности является связь 17; анализ данных по элементам схемы показывает, что причиной высокого риска оказывается достаточно большая длина этой связи по сравнению с другими существенно более короткими связями.

Для повышения режимной надежности СЭС и уменьшения высокого риска отказов на связи 17 предлагается два варианта мероприятий.

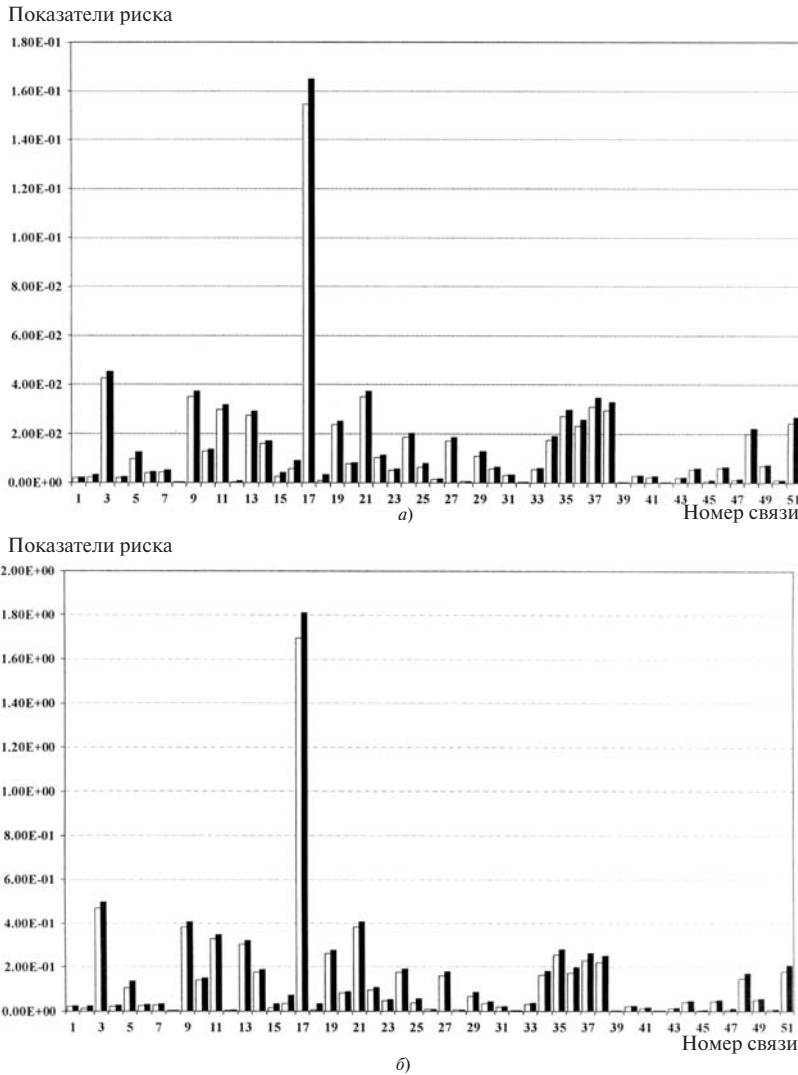
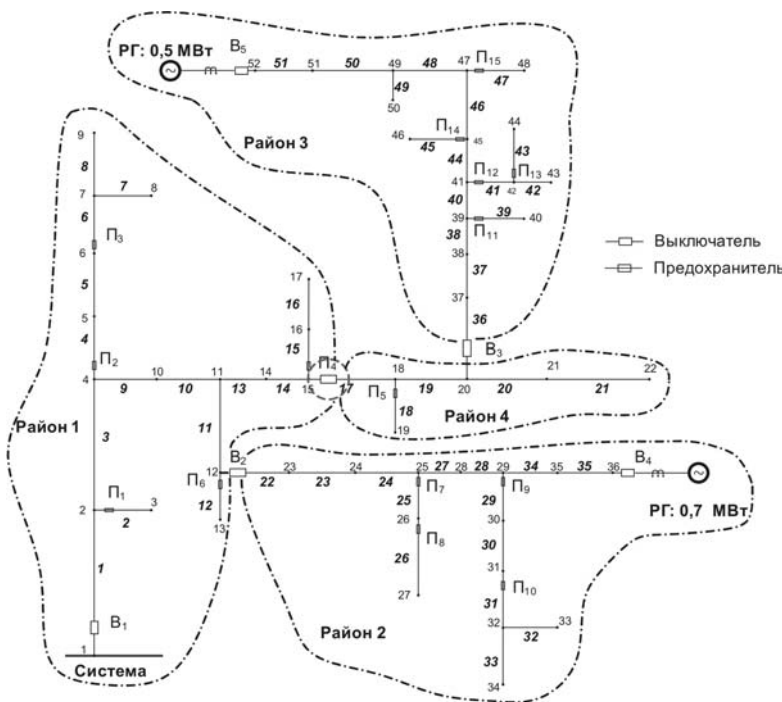


Рис. 4. Диаграмма показателей риска дефицита мощности (а) и экономического ущерба (б): □ — безотказная защита; ■ — отказы защиты



Вариант 1. Секционирование сети с помощью выключателя путем добавления одного выключателя в начале связи 17 (рис. 5).

Вариант 2. Усиление связи 17 путем строительства второй цепи.

Результаты оценки рисков для обоих вариантов мероприятий показаны на рис. 6. В обоих случаях снижение значения риска для связи 17 существенно. Из диаграмм также следует, что строительство второй цепи связи 17 снижает значение риска в несколько большей степени, чем секционирование сети с помощью выключателя. Для первого варианта эффект связан с тем, что при отказе связи 17 при действии выключателей район 4 изолируется от района 1 и дефицит мощности существенно уменьшается по сравнению с исходной схемой. Для варианта 2 эффект связан с тем, что строительство второй цепи 17 примерно на порядок снижает вероятность одновременного отказа обеих цепей по сравнению с вероятностью отказа одной цепи.

Выбор решения на основе представленных двух вариантов мероприятий целесообразен путем сравнения затрат на эти мероприятия. Очевидно, что стоимость выключателя существенно меньше стоимости сооружения второй цепи связи 17, поэтому более предпочтителен первый вариант. В то же время несколько усложняются операции переключения.

Заключение. Разработанный комплексный метод оценки режимной надежности систем электроснабжения с распределенной генерацией развивает существовавшие до настоящего времени подходы в части учета автоматической реконфигурации электрической сети в послеаварийных режимах при применении современных multifunctional commutation devices (reclosers), а также использование новой формулы оценки риска. Численные исследования, проведенные для достаточно сложной системы электроснабжения района провинции Куанг Нам Вьетнама по-

Рис. 5. Исследуемая схема системы электроснабжения с установками распределенной генерации после реконструкции (обозначения см. рис. 2)

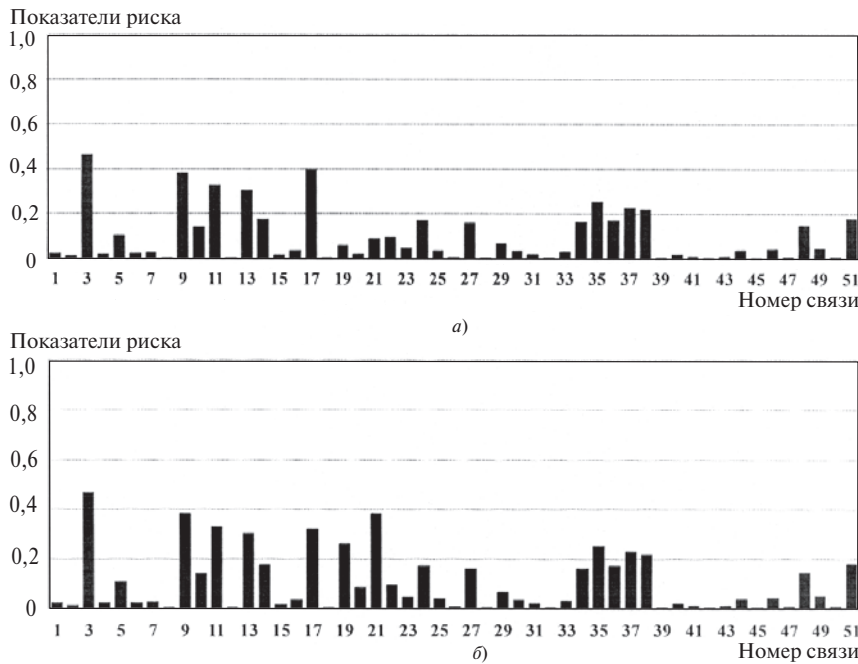


Рис. 6. Диаграмма показателей риска с учетом экономического ущерба для варианта 1 (а) и варианта 2 (б)

казали возможности разработанного метода, позволяющего путем оценки риска различных состояний системы рекомендовать наиболее предпочтительные мероприятия по повышению режимной надежности системы электроснабжения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Надежность** систем энергетики (Сборник рекомендуемых терминов)/Отв. ред. Н.И. Воропай. – М.: ИАЦ «Энергия», 2007.
2. **Reliability** concepts in bulk electric power systems. – N.Y.: North American Electric Reliability Council, 1985.
3. **Надежность** систем энергетики и их оборудования. Справочник: в 4-х т./Под общей ред. Ю.Н. Руденко. Т. 2. Надежность электроэнергетических систем/Под ред. М.Н. Розанова. – М.: Энергоатомиздат, 2000.
4. **Balu N., Bertram T., Bose A., et al.** On-line power system security analysis. – Proc. of the IEEE, 1992, vol. 80, № 2.
5. **Marceau R.J., Endrenyi J., Allan R. et al.** Power system security assessment. – Electra, 1997, № 175.
6. **Фокин Ю. А., Туфанов В.А.** Оценка надежности систем электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 1981.
7. **Эндрени Дж.** Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
8. **Биллитон Р., Аллан Р.** Оценка надежности электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
9. **Конюхова Е.А., Киреева Э.А.** Надежность электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 2001.
10. **Папков Б.В., Пашали Д.Ю.** Надежность и эффективность электроснабжения. – Уфа: Изд-во Уфим. гос. авиац. техн. ун-та, 2005.
11. **Воропай Н.И.** Надежность систем электроснабжения. – Новосибирск: Наука, 2006.
12. **Zima M., Andersson G.** On security criteria in power systems operation. – IEEE PES General Meeting, San Francisco (USA), 12–16 June 2005.
13. **Непомнящий В.А.** Экономико-математическая модель надежности энергосистем и электрических сетей. – Электричество, 2011, № 2.
14. **Фокин Ю.А., Файницкий О.В., Алиев Р.С., Туманин А.Е.** Вычислительный комплекс анализа структурно-функциональной надежности объектов ЭЭС. – Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – СПб: ПЭИПК, 1997, вып. 49.
15. **Ciappessoni E., Cirio D., Pitto A., et al.** Simulation approaches in cascading risk assessment. – Int. Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Istanbul (Turkey), 10–14 June 2012.
16. **Кузьмин Я.Ф.** Методы расчетов надежности электроснабжения, учитывающие случаи развития аварий. – Изв. вузов. Энергетика, 1962, № 1.
17. **Воропай Н.И., Бат-Ундрал Б.** Методы обеспечения эффективности и надежности систем электроснабжения с распределенной генерацией. – Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2009, вып. 59.
18. **Moshari A., Ebrahimi A.** Advanced load management effects on Smart grid reliability: The need for new reliability indices. – Int. Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Istanbul (Turkey), 10–14 June 2012.
19. **Vitorino R.M., Neves L.P., Jorge H.M.** Network reconfiguration to improve reliability and efficiency in distribution systems. – IEEE Bucharest Power Tech. Conference, Bucharest (Romania), 28 June–2 July 2009.
20. **Pregelj A., Begovic M., Rohatgi A., Novosel D.** On optimization of reliability of distributed generation-enhanced feeders. – 36th Hawaii Int. Conference on System Sciences, Hawaii (USA), 23–27 June 2003.
21. **Carpaneto E., Chicco G., Prunotto A.** Reliability of reconfigurable distribution systems including distributed generation. – 9th Intern. Conf. on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm (Sweden), 11–15 June 2006.
22. **Schwan M., Ettinger A., Gunaltay S.** Probabilistic reliability assessment in distribution network master plan development and in distribution automation implementation. – CIGRE, 2012 Session, Paris (France), 26–30 August 2012, Rep. C4-203.
23. **McCalley J.D., Vittal V., Abi-Samra N.** An over view of risk based security assessment. – IEEE PES Summer Meeting, Edmonton (Canada), 18–22 July 1999.
24. **Li W.** Risk assessment of power systems: Models, methods and applications. – N.Y.: John Wiley and Sons, 2005.
25. **McDonald J.D.F., Pal B.C.** Representing the risk imposed by different strategies of distribution system operation. – IEEE PES General Meeting, Montreal (Canada), 18–22 June 2006.
26. **Xiu-Yuan Hua, Qiu-Lan Wan, Lei Wang.** Security assessment of power systems based on entropy weight-based gray relational method. – IEEE PES General Meeting, Pittsburgh (USA), 20–24 July 2008.
27. **Фам Чунг Шон, Воропай Н.И.** Метод оценки режимной надежности системы электроснабжения с распределенной генерацией. – Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. – Иркутск: ИрГТУ, 2012.
28. **Непомнящий В.А.** Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. – М.: Изд. дом МЭИ, 2010.

29. **Шалин А.И., Трофимов А.С.** Эффективность и надежность релейной защиты энергосистем. – Relay Protection and Substation Automation of Modern Power Systems. – CIGRE. Cheboksary, 9–13 September 2007.

30. **Андреев В.А.** Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М: Высшая школа, 1991.

31. **Копьев В.Н.** Релейная защита: принципы выполнения и применения. – Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та, 2010.

[13.03.13]

Авторы: Фам Чунг Шон окончил в 2002 г. электромеханический факультет Ханойского горно-геологического университета Вьетнама. Аспирант Национального исследовательского Иркутского государственного технического университета (НИ ИрГТУ).

Воропай Николай Иванович окончил в 1966 г. электромеханический факультет Ленинградского политехнического института. Чл.-корр. РАН. Директор Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН и заведующий кафедрой электроснабжения и электротехники НИ ИрГТУ.