

На правах рукописи

**ШУШПАНОВ Илья Николаевич**

**РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ  
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ И  
ВЫБОРА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЕЁ ПОВЫШЕНИЮ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

**А В Т О Р Е Ф Е Р А Т**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Иркутск – 2013

Работа выполнена на кафедре «Электроснабжения и электротехники» ФГБОУ ВПО «Иркутский государственный технический университет»

Научный руководитель: **Суслов Константин Витальевич** Кандидат технических наук, доцент

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор **Крюков Андрей Васильевич**, ФГБОУ ВПО «Иркутский государственный университет путей сообщения», г. Иркутск;  
Кандидат технических наук, доцент **Лебедева Людмила Михайловна**, ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, г. Иркутск;

Ведущая организация: ФГБОУ ВПО «Амурский государственный университет», г. Благовещенск

Защита состоится 7 мая 2013 г. в 09 часов 00 минут на заседании диссертационного совета Д 003.017.01 при ФГБУН Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН) по адресу: 664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130, к. 355.

С диссертацией и авторефератом можно ознакомиться в библиотеке Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью учреждения, просим направлять по адресу: 664033, Иркутск, ул. Лермонтова, 130, на имя ученого секретаря диссертационного совета.

Автореферат разослан 3 апреля 2013г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета Д 003.017.01,  
доктор технических наук, профессор



А. М. Клер

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Жизнеобеспечение современного общества, его развитие, эффективное функционирование общественного производства, экономики напрямую зависят от надежного электроснабжения. Перебои в электроснабжении наносят существенный ущерб, как отдельным потребителям, так и экономике страны в целом. Обеспечение надежности электроснабжения потребителей на любом иерархическом уровне инфраструктуры электроэнергетики при любой форме экономических отношений в обществе было и остается важной задачей. Важность решения задачи повышения надежности систем электроснабжения возрастет в связи с усложнением структуры сетей, появлением в них новых элементов (распределенная генерация, использование НВЭ, ФЭП, накопителей энергии) и средств контроля и передачи информации.

Это вызывает необходимость разработки новых технических решений при строительстве, реконструкции и эксплуатации распределительных электрических сетей.

Надежность распределительных электрических сетей имеет важное значение, поскольку от их функционирования в существенной мере зависит бесперебойность электроснабжения потребителей. В настоящее время имеются и используются различные методы оценки надежности радиальных электрических сетей, в большей или меньшей мере эффективные при решении задач в разных постановках. В настоящее время в распределительные электрические сети включаются активные элементы, вводятся установки распределенной генерации, организуются активно-адаптивные сети. Существующие методики не позволяют корректно оценивать надежность таких сетей, поэтому задача разработки новых методов оценки надежности распределительных сетей является актуальной.

**Цель и задачи исследования.** Целью работы является разработка математических моделей и методов оценки надежности распределительной электрической сети и выбора мероприятий по ее повышению.

Исходя из поставленной цели, в работе решаются следующие научные и практические задачи:

- развитие математической модели надежности распределительной электрической сети (РЭС) с учетом новых факторов и средств (реконфигурация, режимы, учет работы защит и др.);
- формализация и разработка топологического метода оценки надежности РЭС;
- интеграция стандартных и разработанных автором компьютерных программ при реализации математической модели и метода оценки надежности РЭС, а также выбора мероприятий по её повышению;
- разработка метода выбора мероприятий по повышению надежности РЭС;
- исследование особенностей использования, многокритериальных методов выбора мероприятий по развитию РЭС с учетом надежности и неопределенности информации;
- обоснование рекомендаций по выбору рационального варианта развития РЭС.

**Объектом исследования являются:** сложно-замкнутые распределительные электрические сети, получающие централизованное питание и использующие распре-

деленную генерацию для усиления сети.

**Основные методы научных исследований.** При проведении работы использованы основные положения теории надежности, построения систем электроснабжения, теоретических основ электротехники, теории автоматического управления, принципы технико-экономических расчетов, а так же методы математического и имитационного моделирования.

**Достоверность полученных результатов.** Обоснованность и достоверность научных положений, теоретических выводов, основных результатов и рекомендаций диссертации подтверждены корректным использованием соответствующего математического аппарата, вычислительных программных комплексов.

**Основные положения, выносимые на защиту:**

1. Модель надежности распределительной электрической сети.
2. Топологический метод анализа надежности распределительной электрической сети, использующий расчет режима работы сети.
3. Комплексный подход к определению рациональной схемы электроснабжения, использующий технико-экономическое обоснование и многокритериальную оценку.
4. Результаты применения разработанной методологии технико-экономической оценки рационального управления распределительной электрической сети на основе модели надежности и комплексного подхода оценки рентабельности данной сети.

**Научная новизна работы.**

– разработан методический подход для оценки надежности распределительной электрической сети (РЭС) с учетом новых факторов, условий и выбора мероприятий по её повышению;

– получила развитие математическая модель оценки надежности РЭС с учетом требований к режимам ее работы, учета действия релейной защиты, целесообразности реконфигурации РЭС в послеаварийных состояниях;

– разработан матрично-топологический метод расчета показателей надежности РЭС, удобный для компьютерной реализации;

– разработан подход к обоснованию мероприятий по повышению надежности РЭС на основе выбора мест размещения и величины мощности источников генерации;

– исследованы методы многокритериального выбора решений по повышению надежности и обоснования развития РЭС с учетом неопределенности ущербов потребителей от недостаточной надежности их электроснабжения;

– выполнены исследования по обоснованию рационального варианта развития РЭС и сформулированы соответствующие рекомендации.

**Практическая значимость результатов работы.**

Разработанный подход позволяет решать практические задачи по оценке надежности, выбору мероприятий по обеспечению надежности и рекомендаций по развитию распределительных электрических сетей с учетом надежности.

### **Использование результатов.**

- Программно-вычислительный комплекс расчета показателей надежности, разработанный соискателем, использован в работах по проектированию распределительных сетей компанией ООО «Сименс» в рамках выполнения проекта схемы электроснабжения ООО «Тобольск-Полимер» (2011).

- Основные результаты диссертационной работы используются в учебном процессе кафедры электроснабжения и электротехники ИрГТУ при проведении лекций, выполнении курсового и дипломного проектирования.

**Апробация работы.** Основные положения диссертационной работы неоднократно докладывались и обсуждались на семинарах, совещаниях и конференциях различного уровня, в том числе на:

- Всероссийской научно – практической конференции с международным участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» (г. Иркутск, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012).

- Международном семинаре «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» (г. Санкт-Петербург, 2009).

- Научно-практической конференции с международным участием. «Технико-экономические проблемы развития регионов» (г. Иркутск, 2009, 2010, 2011, 2012).

- Международном научном форуме студентов, аспирантов и молодых ученых стран Азиатско-Тихоокеанского региона (г. Владивосток, 2012).

**Публикации.** Основное содержание диссертации изложено в 13 печатных работах, в том числе 1 из них – в реферируемом журнале из списка ВАК РФ.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, 3 глав, заключения, списка литературы и приложения, содержит 138 страниц основного текста, списка использованной литературы из 82 наименований.

Диссертационная работа выполнена в рамках плана научных исследований по направлению «Интеллектуальные сети (Smart Grid) для эффективной энергетической системы будущего», проводимых под руководством ведущих ученых в российских образовательных учреждениях высшего профессионального образования в соответствии с Постановлением Правительства РФ №220 от 09.04.2010 г. Договор № 11.G34.31.0044 от 27.10.2011.

При работе над диссертацией автор пользовался научными консультациями чл.-корр. РАН, доктора технических наук, профессора Воропая Н.И.

### **КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** отражена актуальность темы и очерчен круг вопросов, которые рассматриваются в диссертации. Обозначен объект и предмет исследования. Сформулирована цель работы и основные задачи. Показана научная новизна и практическая значимость работы, приведены основные положения, выносимые на защиту, сведения об апробации результатов работы.

**В первой главе** рассмотрена общая характеристика проблемы оценки и обеспечения надежности распределительных электрических сетей. В частности, произведен обзор существующего состояния в области методов и моделей оценки надежности

распределительных сетей; обозначены существующие проблемы распределительных электрических сетей; проведен обзор работ, посвященных тематике исследования; описаны программы расчета, использующиеся для расчета режимов в распределительных электрических сетях.

Оценка надежности систем электроснабжения ввиду её сложной структуры и большого количества составляющих элементов достаточно трудоемка, поэтому большинство существующих методов расчета надежности электрических сетей посвящены различным частным случаям и не подходят к распределительным сетям. При оценке надежности распределительной сети важным моментом является моделирование всех процессов, происходящих в системе, не только в сетевой части, но и в части работы релейной защиты.

Для оценки надежности распределительных электрических сетей принято представление сети в виде матрицы, разработанное Р. Биллинтоном и Н. Аланом. На рис.1 показан переход от структуры к матрице, что необходимо для удобства математического моделирования сетей с любой конфигурацией сети, от простых до сложно-замкнутых. При использовании математической модели, основанной на матрице структуры, возможно оценить надежность гораздо проще. Данная матрица характеризует топологию электрической сети, в частности: 2 означает, что элемент находится в работоспособном состоянии; 1 обозначает электрическую связь между рядом расположенными элементами электрической сети; 0 – неработоспособное состояние элемента электрической сети.

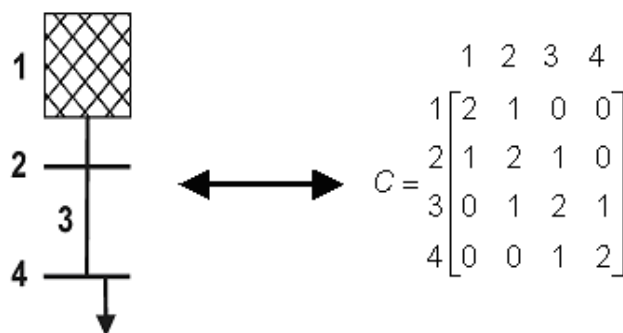


Рис. 1. Представление матрицы структуры.

В работе выделены актуальные задачи определения оптимальной конфигурации сети с учетом надежности: формирование модели надежности распределительной электрической сети, разработка метода расчета надежности в сложно-замкнутых распределительных электрических сетях, выбор наиболее эффективного варианта распределительной сети с учетом развития сети.

Обзор многочисленных публикаций позволил сделать выводы относительно несовершенства существующих подходов оценки надежности распределительных электрических сетей, особенно при внедрении технологии «Интеллектуальные сети». В современных распределительных сетях появляются источники распределенной генерации, создаются интеллектуальные системы управления, возникает необходимость реконфигурации сети и при этом необходимо определять показатели надежности.

Существующие методы расчета надежности учитывают структуру только на данный момент и каждое изменение в сети требует отдельного расчета. Назрела необходимость создания метода, который бы учитывал все возможные конфигурации сети и по этим данным оценивал надежность схемы. Также сможет учитывать режимную надежность, отклонения электрических величин от номинальных значений, рассматриваемых как отказ элемента. Существующие методы оценки надежности не учитывают эти факторы, а значит не отражают реальные показатели надежности.

**Во второй главе** предложен методический подход к исследованию и обеспечению надежности распределительных электрических сетей использующий новый метод оценки надежности (рис. 2).

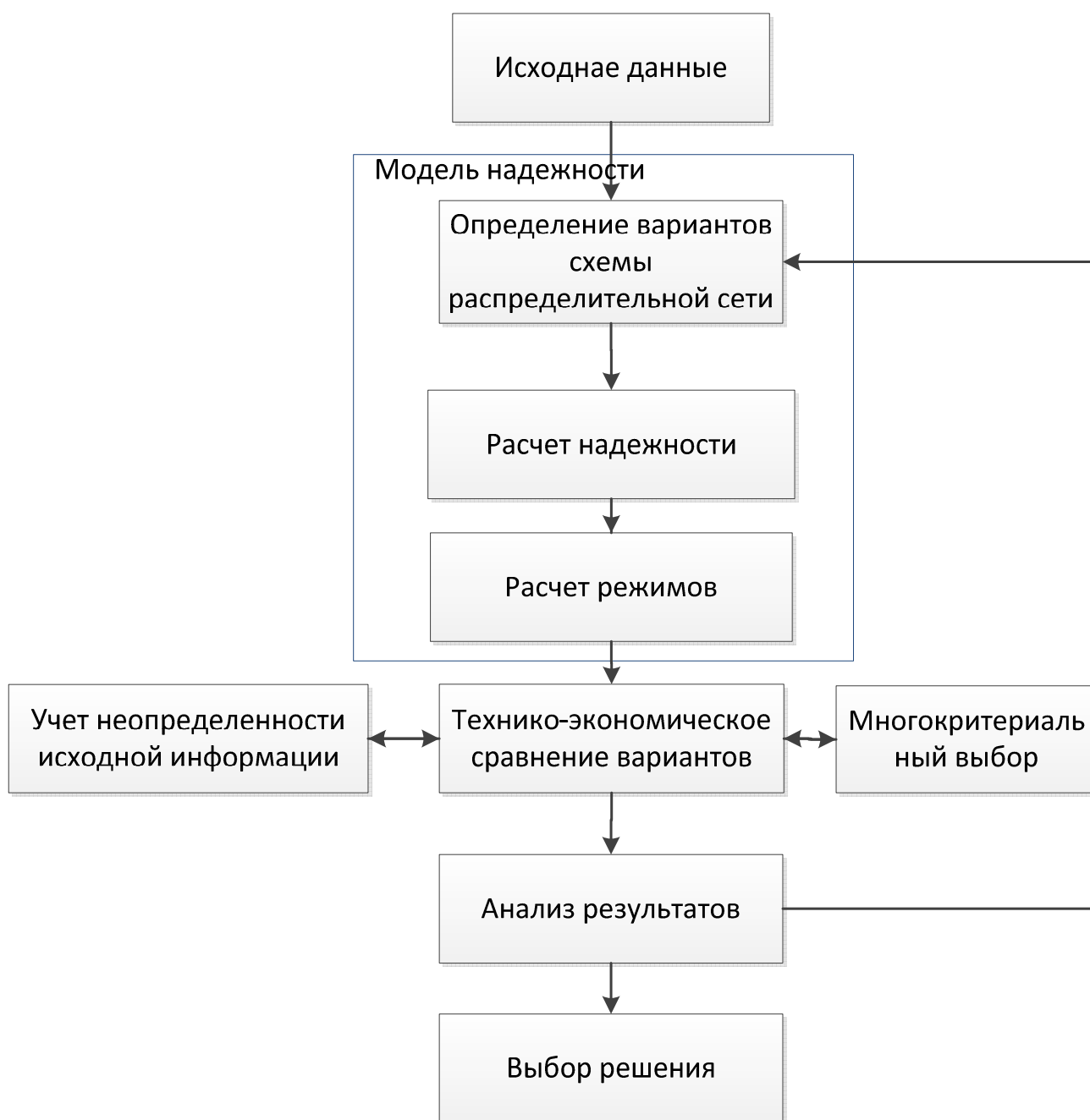


Рис. 2. Схема методики выбора наилучшего варианта распределительной сети.

Предлагается модель надежности, представляет собой структуру восстанавливаемых элементов. При этом надежность элементов зависит от кратности их резервирования и от времени восстановления.

В сложно-замкнутых сетях работоспособное состояние элемента зависит от интенсивности отказа элементов более высоких уровней. Функционирование системы зависит от работоспособности элементов. Причем под неработоспособным состоянием понимается не только физическое повреждение элемента сети, но и отклонение номинальных параметров, таких как превышение номинального значения тока для линий, отклонение напряжения на величину, превышающую допустимую для подстанций. Кроме того в неработоспособном состоянии может оказаться элемент в результате отказа другого элемента вследствие топологической зависимости.

Введем понятие зоны работы сети и поясним его содержание и использование на примере схемы, представленной на рис. 3, для реконфигурации сети с целью повышения надежности электроснабжения.

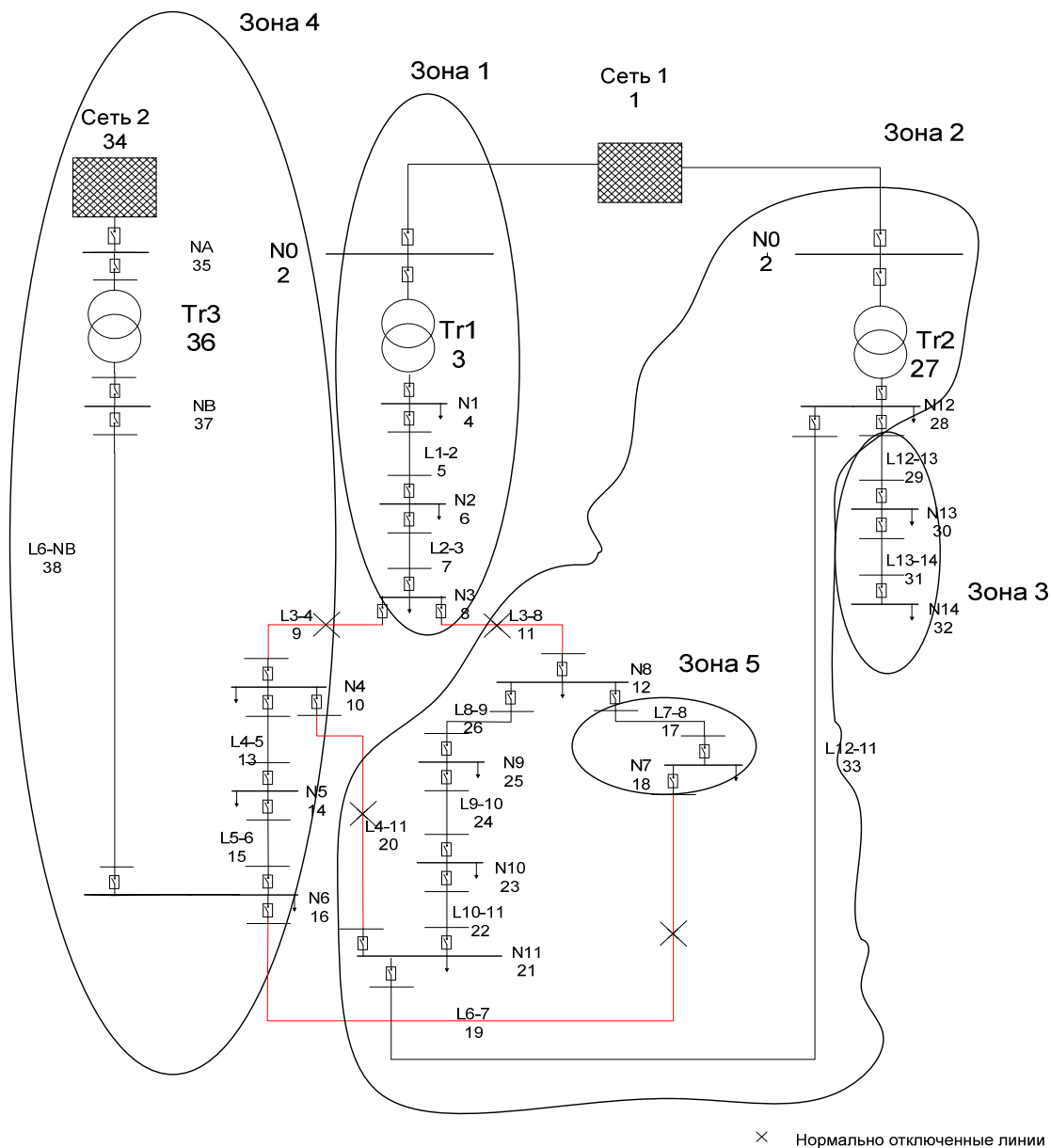


Рис. 3. Распределительная сеть с разбивкой на зоны работы.



Как правило, изначально сеть спроектирована как кольцевая, но вследствие отключения некоторых линий она работает как радиальная. Линии, которые помечены символом X, в нормальном состоянии отключены. Данные линии выполняют функцию автоматического включения резерва при потере питания от основного источника. Распределительная сеть разбита на зоны. При повреждении элемента (вывода из работы) внутри какой-то зоны происходит реконфигурация сети путем вывода поврежденного элемента и включения определенной линии, которая в нормальном режиме отключена. На представленной распределительной сети имеется 38 элементов, которые делятся на 5 зон работы.

Зона № 1. При выходе из строя одного из элементов в зоне происходит включение резервной линии L3-4, и тем самым источник питания для зоны № 1 меняется и структура сети реконфигурируется. Более конкретно, пусть на подстанции N1 напряжение снизилось до критического уровня, защита минимального напряжения отключила питание подстанции, тем самым подстанции N2 и N3 остались без электроснабжения. Включение линии L3-4 восстанавливает электроснабжение на подстанциях N2 и N3. Другой пример: на линии L1-2 произошло короткое замыкание, максимальная токовая защита отключила линию. Подстанции N2 и N3 снова оказались без электроснабжения, посредством включения линии L3-4 электроснабжение восстановилось. Данная линия L3-4 включается при всех повреждениях в зоне № 3. Выбор данной линии определяется электрическими расчетами, выявляющими то, что данное включение не приведет ни к каким нарушениям работы элементов сети во всей распределительной сети. При выходе из строя подстанции N3 переключений не происходит. Таким образом, реконфигурацией сети обеспечивается повышение надежности электроснабжения потребителей. Аналогичные процедуры моделируются для всех зон.

Предлагаемая модель позволяет провести расчет показателей надежности элементов сети, определить работоспособность элементов сети с учетом ввода резервных линий, а также рассчитать работу максимальной токовой защиты и защиты минимального напряжения. В результате использования данной модели можно определить наиболее эффективную схему электроснабжения и оценить уровень надежности электроснабжения потребителей.

С учетом изложенного основные особенности математической модели оценки надежности распределительной электрической сети следующие:

- Моделирование отказов-восстановлений элементов РЭС простейшим Марковским случайным процессом при постоянных значениях интенсивностей отказов и восстановлений элементов.
- Моделирование отказов силовых элементов РЭС с использованием правил надежности  $n-1$  и  $n-2$ .
- Учет режимов работы РЭС путем расчета потокораспределения и контроля допустимости напряжений в узлах и токов в линиях.
- Опосредованный учет отказов выключателей и средств защиты в показате-

лях надежности линий, трансформаторов и подстанций.

- Учет возможности реконфигурации РЭС в послеаварийных режимах для повышения надежности электроснабжения потребителей.
- Расчет показателей надежности элементов (частота отказов, продолжительность отказов, вероятность отказа) и схемы в целом (средняя частота отказов, средняя продолжительность отказов, средняя готовность).
- Расчет условного недоотпуска электроэнергии потребителям РЭС с экстраполяцией режима, рассчитанного при заданном уровне нагрузки (например, максимума) на рассматриваемый период.

Для реализации расчетов показателей надежности предлагается использование метода, который заключается в создании матричной структуры топологии сети. Матричная структура топологии сети позволяет осуществить оценку состояния распределительной сети напряжением 6-35 кВ в частности:

- работоспособность элемента сети;
- взаимодействие между составляющими сеть элементами;
- возможность реконфигурирования сети.

Метод позволяет перейти к матричной форме расчета показателей надежности компонентов (элементов) электрической сети.

В основу алгоритма расчета надежности электрической сети положено формирование последовательности топологических матриц, отражающих стадии работы алгоритма. Метод расчета надежности разработан автором.

Работа алгоритма продемонстрирована на условной схеме, представленной на рис. 4. В связи с большим количеством данных при использовании критерия выше  $n-2$ , продемонстрируем работу метода по критерию  $n-1$ .

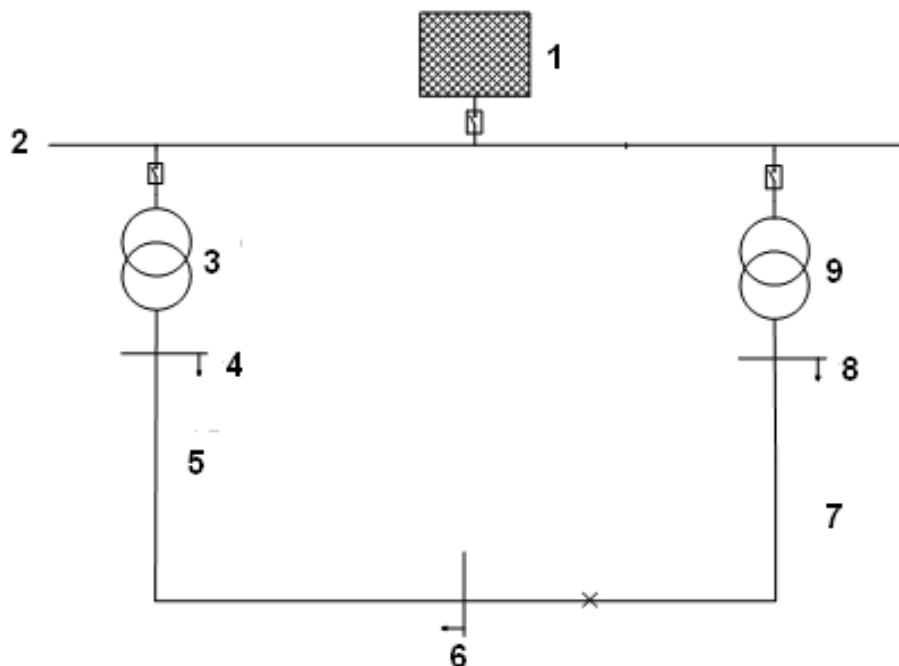


Рис. 4. Тестовая схема (x – линия нормально отключена)

На рис. 5 приведена исходная топологическая матрица схемы, при этом числа в

матрице характеризуют топологию электрической сети, в частности : 2 означает, что элемент находится в работоспособном состоянии; 1 обозначает электрическую связь между рядом расположенными элементами электрической сети; 0 в диагонали - неработоспособное состояние элемента электрической сети.

$$C = \begin{pmatrix} 2 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 2 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 2 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 2 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 2 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 2 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 2 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 2 \end{pmatrix}$$

Рис. 5. Тестовая схема (матричное представление)

Для расчетов состояний сети по критерию  $n - 1$  составляется матрица отказов элементов и таблица единичных отказов (табл. 1), на основании которой проводится расчет состояния сети.

Табл. 1 формируется, исходя из оценки состояния сети. В столбцах представлена информация о состоянии элементов, а строки информируют о текущей ситуации сети. Таким образом, для схемы с 9 элементами (рис. 4) по критерию  $n - 1$  возможно 10 вариантов состояния сети.

Таблица 1. Матрица состояний элементов при отказе каждого одного элемента

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	1	1	1	1	1	1	1	1
3	1	0	1	1	1	1	1	1	1
4	1	1	0	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	0	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	0	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	0	1	1	1
8	1	1	1	1	1	1	0	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	0	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	0

Топологическая матрица (табл. 2) позволяет оценить работоспособность элементов в различных ситуациях, которые формируются в результате единичных отказов

элементов в соответствии с табл. 1, а также с учетом связей между элементами (см. рис. 4). Методика определения неповрежденного участка следующая. В исходную матрицу соединений сети в поврежденном элементе на диагонали ставится 0, и оцениваются оставшиеся в работоспособном состоянии элементы.

Таблица 2. Матрица состояний элементов до реконфигурации схемы при единичных отказах элементов.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	1	1	1	1	1	0	1	1
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	1	0	0	0	0	0	1	1
5	1	1	1	0	0	0	0	1	1
6	1	1	1	1	0	0	0	1	1
7	1	1	1	1	1	0	0	1	1
8	1	1	1	1	1	1	0	1	1
9	1	1	1	1	1	1	0	0	1
10	1	1	1	1	1	1	0	0	0

Далее приводится ситуационное пояснение работы алгоритма (правила составления матрицы состояния элементов до реконфигурации схемы по критерию  $n - 1$ ) (табл. 2):

- в случае отказа основного пункта питания (элемент 1) (рис. 4) все элементы схемы оказываются в нерабочем состоянии, что отражается нулями в строке 2 (табл. 2);

- отказ шин 110 кВ (элемент 2) (рис. 4) приводит к нерабочему состоянию всех остальных элементов схемы, что отражается единицей для элемента 1, а для всех остальных нулями в строке 3 (табл. 2);

- в случае отказа элемента 3 (трансформатор) (рис. 4) в рабочем состоянии оказываются элементы 1, 2, 8, 9 (единицы в строке 4), а элементы 4, 5, 6 оказываются в нерабочем состоянии (нули в строке 4, табл. 2).

Аналогично формируются остальные состояния схемы в табл. 2.

Для обеспечения работоспособности сети проводится реконфигурация схемы (включение отключенной в нормальном состоянии линии (элемент 7, рис. 4). Это позволяет в состоянии схемы, описанной в строке 4 (табл. 2) обеспечить питание нагрузок (элементы 4 и 6), что повышает надежность электроснабжения по сравнению со случаем отсутствия реконфигурации.

Далее проводится формирование матрицы состояний элементов после реконфигурации схемы (включение элемента 7) при единичных отказах элементов (табл. 3).

Табл. 3 иллюстрирует работоспособное состояния элементов для всех 10-ти со-

стояний схемы. Принцип формирования табл. 3 аналогичен формированию табл. 2.

Таблица 3. Матрица состояний элементов после реконфигурации схемы при единичных отказах элементов.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	1	0	1	1	1	1	1	1
5	1	1	1	0	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	0	1	1	1	1
7	1	1	1	1	1	0	1	1	1
8	1	1	1	1	1	1	0	1	1
9	1	1	1	1	1	1	1	0	1
10	1	1	1	1	1	1	1	1	0

В качестве исходных показателей надежности каждого элемента распределительной электрической сети используются интенсивность отказов  $\lambda$  и восстановлений  $\mu$  элемента. На их основе при допущении, что поток отказов–восстановлений обладает Марковским свойством, т.е.  $\lambda = \text{const}$  и  $\mu = \text{const}$ , по известным формулам определяются вероятность отказа, частота отказов и время восстановления элемента. С учетом этих показателей вычисляются:

– средняя частота отказов системы

$$\omega = \frac{\sum_{i \in I} (\omega_i)}{I}, \quad (1)$$

– средняя продолжительность отказов системы

$$t_B = \frac{\sum_{i \in I} (t_{Bi} \cdot I)}{I}, \quad (2)$$

– средний коэффициент готовности системы

$$k_r = \frac{\sum_{i \in I} (p_i \cdot I)}{I}, \quad (3)$$

где  $I$  – число узлов с нагрузками в системе;

$\omega_i$  – частота отказов в  $i$ -ом узле,  $i = \overline{1, I}$ ;

$p_i$  – вероятность отказа в  $i$ -ом узле;

$t_{Bi}$  – время восстановления питания в  $i$ -ом узле.

При этом в качестве отказа в  $i$ -ом узле рассматривается факт наличия дефицита

мощности любой величины.

Формирование матрицы времени восстановлений элементов в различных состояниях схемы (табл. 4) проводится с использованием информации, содержащейся в матрицах табл. 2 и 3.

Таблица 4. Матрица значений времени восстановления в различных состояниях схемы

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	8	8	8	8	8	8	0	8	8
3	0	16,41	16,41	16,41	16,41	16,41	0	16,41	16,41
4	0	0	68,22	0,5	0,5	0,5	0	0	0
5	0	0	0	16,41	0,5	0,5	0	0	0
6	0	0	0	0	14,2	0,5	0	0	0
7	0	0	0	0	0	16,41	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	14,2	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	16,41	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0,5	68,22

Методика составления табл.4 состоит в следующем:

- если элемент находится в состоянии 1 до реконфигурации сети (табл. 2) и состоянии 1 после реконфигурации (табл. 3), в качестве времени восстановления для него записывается 0 (табл. 4), так как данный элемент продолжает находиться в работоспособном состоянии;

- если элемент системы находится до реконфигурации сети в состоянии 0 (табл. 2) и не меняет свое значение после реконфигурации (табл. 3), то в табл. 4 записывается значение времени восстановления того элемента, который являлся первопричиной аварии;

- если любой элемент системы меняет свое значение с 0 (табл. 2) на 1 (табл. 3), то в табл. 4 записывается значение времени реконфигурации сети. В данном примере это время на основе опыта эксплуатации принято 0,5 ч.

Для определения частот отказов и вероятностей отказов элементов используется матрица их интенсивностей. Принцип построения аналогичен построению матрицы времени восстановления. Отличие состоит в том, что вместо времени восстановления используется вероятность отказа элементов

Суммарные значения интенсивностей отказов по всем состояниям схемы и времени восстановления элементов определяются суммированием столбцов соответствующих матриц таблиц 4 и 5.

Таблица 5. Матрица значений интенсивности отказов

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1,0E-12	1,00E-12	1,00E-12	1,00E-12	1,00E-12	1,00E-12	0	1,00E-12	1,00E-12
3	0	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0	0,0039	0,0039
4	0	0	0,0016	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0,0039	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0,0813	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0,0039	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0,0813	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0,0039	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0,0016

. Итоговые показатели надежности элементов – частота отказов, время восстановления и вероятность отказов – находятся по формулам (1) – (3) при принятых допущениях. На рис. 6 показаны диаграммы значений этих показателей для каждого элемента схемы

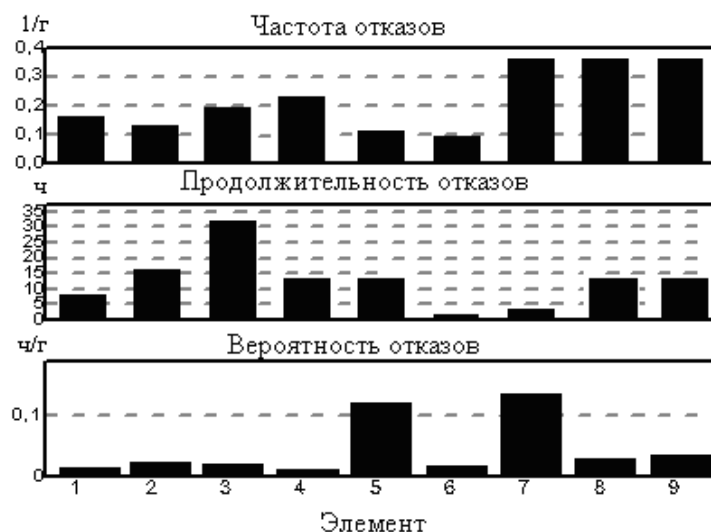


Рис. 6. Показатели надежности для тестовой схемы

На следующем этапе (см. рис. 2) выполняется технико-экономическое сравнение вариантов. Сравниваются затраты и ущерб у потребителей с применением интервального метода сопоставления вариантов, тем самым учитывается неопределенность удельных ущербов. Данный метод разработан В.В. Зориним и В.В. Тисленко. Сущность данного метода заключается в определении лучшего варианта с учетом затрат на сооружение схемы электроснабжения (З) и недоотпущенной электроэнергии (ΔЭ). При этом необходимо задать диапазон возможных значений удельных ущербов. Рассмотрим этот метод для случая заданного диапазона удельного ущерба от недоотпуска электроэнергии –  $y_{0min}$  и  $y_{0max}$ , считая, для упрощения, что ущерб от внезапного отключения мощности отсутствует.

С этой целью для двух сравниваемых вариантов системы  $i$  и  $j$  определим затраты на сооружение схемы электроснабжения и величину недоотпущенной энергии.

$$Z = e \cdot K + И \quad (4)$$

где:  $K$  - капитальные затраты на сооружение схемы электроснабжения,  
 $И$  – ежегодные эксплуатационные издержки схемы электроснабжения,  
 $e$  – коэффициент эффективности инвестиций.

Приравниваем затраты и ущерб от недоотпуска электроэнергии для сопоставляемых вариантов

$$Z_i + y_0 \cdot \Delta \mathcal{E}_i = Z_j + y_0 \cdot \Delta \mathcal{E}_j. \quad (5)$$

Определяется значение граничного удельного ущерба

$$y_{0_{gp}} = \frac{Z_i - Z_j}{\Delta \mathcal{E}_j - \Delta \mathcal{E}_i}. \quad (6)$$

Если окажется, что  $y_{0_{gp}} > y_{0_{max}}$ , то предпочтительным является вариант с меньшей стоимостью сооружения системы электроснабжения. При  $y_{0_{gp}} < y_{0_{min}}$  выбирается вариант с большей стоимостью сооружения. Если же  $y_{0_{min}} < y_{0_{gp}} < y_{0_{max}}$ , сопоставляемые варианты с учетом неопределенности удельного ущерба следует считать равноценными.

Интервальный метод не всегда позволяет выбрать однозначное решение, поэтому дополнительно используется многокритериальный анализ, где каждый критерий оценивается в различных условиях, при которых он должен быть использован. В качестве критериев оценки выбраны следующие:

- стоимость сооружения сети (условно затраты),
- количество недоотпущенной энергии (условно надежность),
- величина недостающей мощности при развитии сети (условно развитие).

Для построения графика все значения параметров переводятся в относительные единицы. За базисное (1) значение принимается наихудшее. Чем величина ближе к началу координат, тем лучшим считается вариант. Для каждого сценария найденные величины наносятся на соответствующие оси (рис. 7).

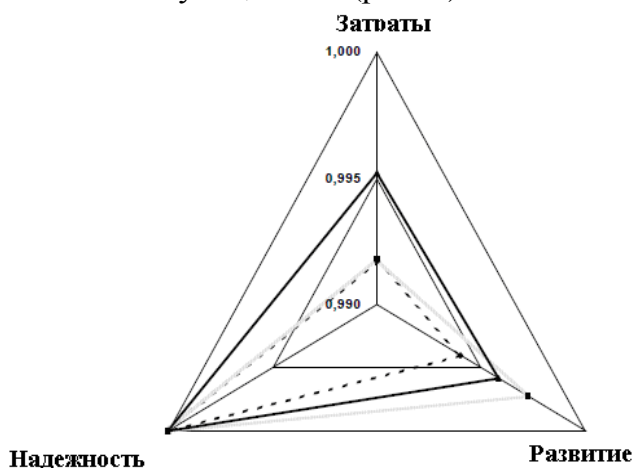


Рис.7. Диаграмма для нахождения рационального решения



Оптимальным считается решение с минимальной площадью треугольника.

В третьей главе приведены результаты исследований разработанной модели надежности, на основе топологического метода, а также использования интервального анализа и многокритериального подхода к определению эффективной схемы электропитания. Для реализации алгоритмов была написана программа в среде MatLab. Алгоритм программы, в основе которого лежит модель надежности, а также разработанный топологический метод, представлен на рис. 8.

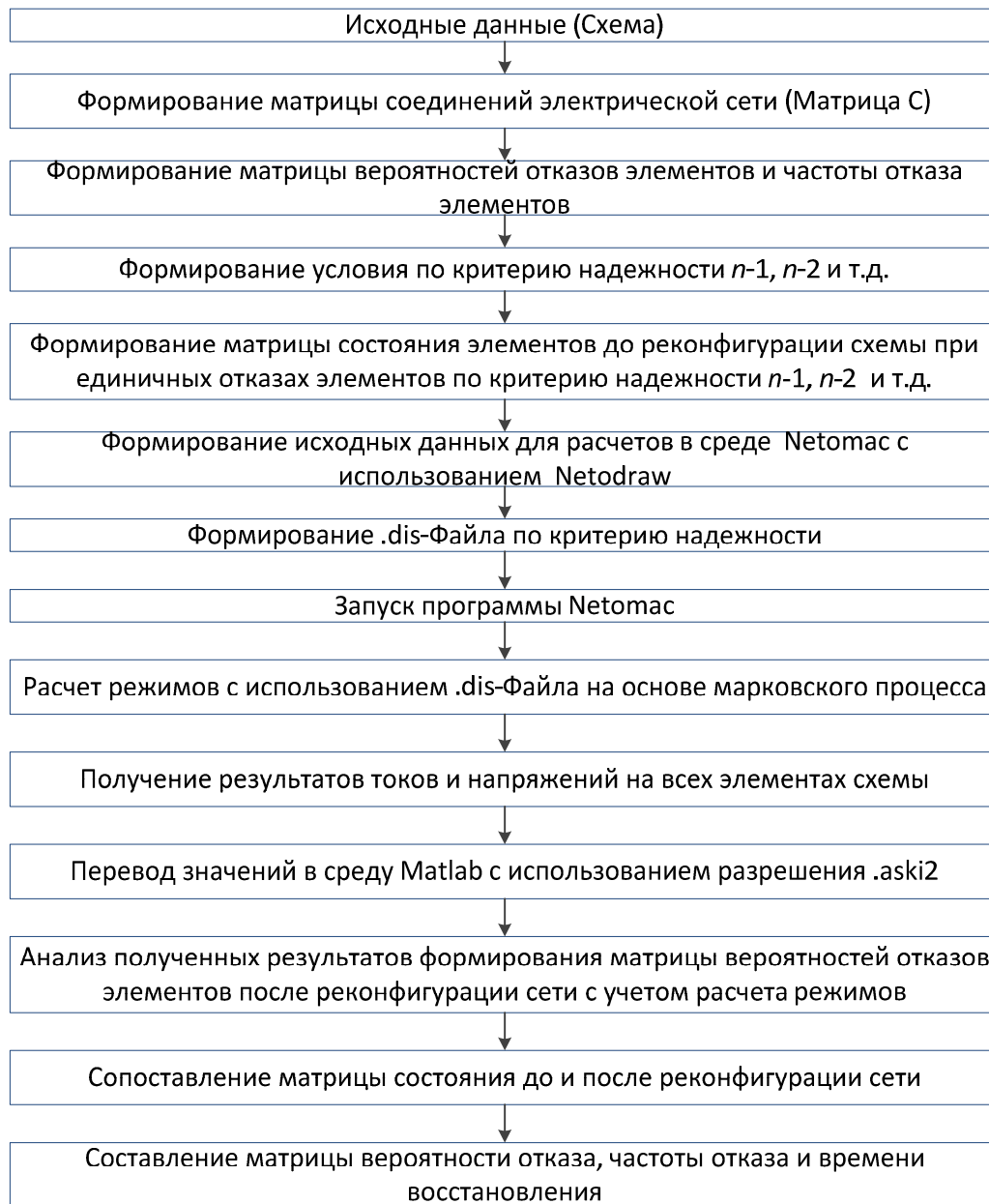


Рис.8. Блок-схема алгоритма программы

Для демонстрации предлагаемой модели рассматривается городская распределительная сеть напряжением 10 кВ. Питающие линии на напряжении 110 кВ. От распределительной сети запитаны 14 понижающих подстанций, нагрузки которых известны. Задача: спроектировать распределительную сеть так, чтобы вышеуказанные подстанции обеспечивались электроэнергией в должном объеме и должного качества. Для расчетов были предложены четыре варианта схем электропитания (рис. 9–12).

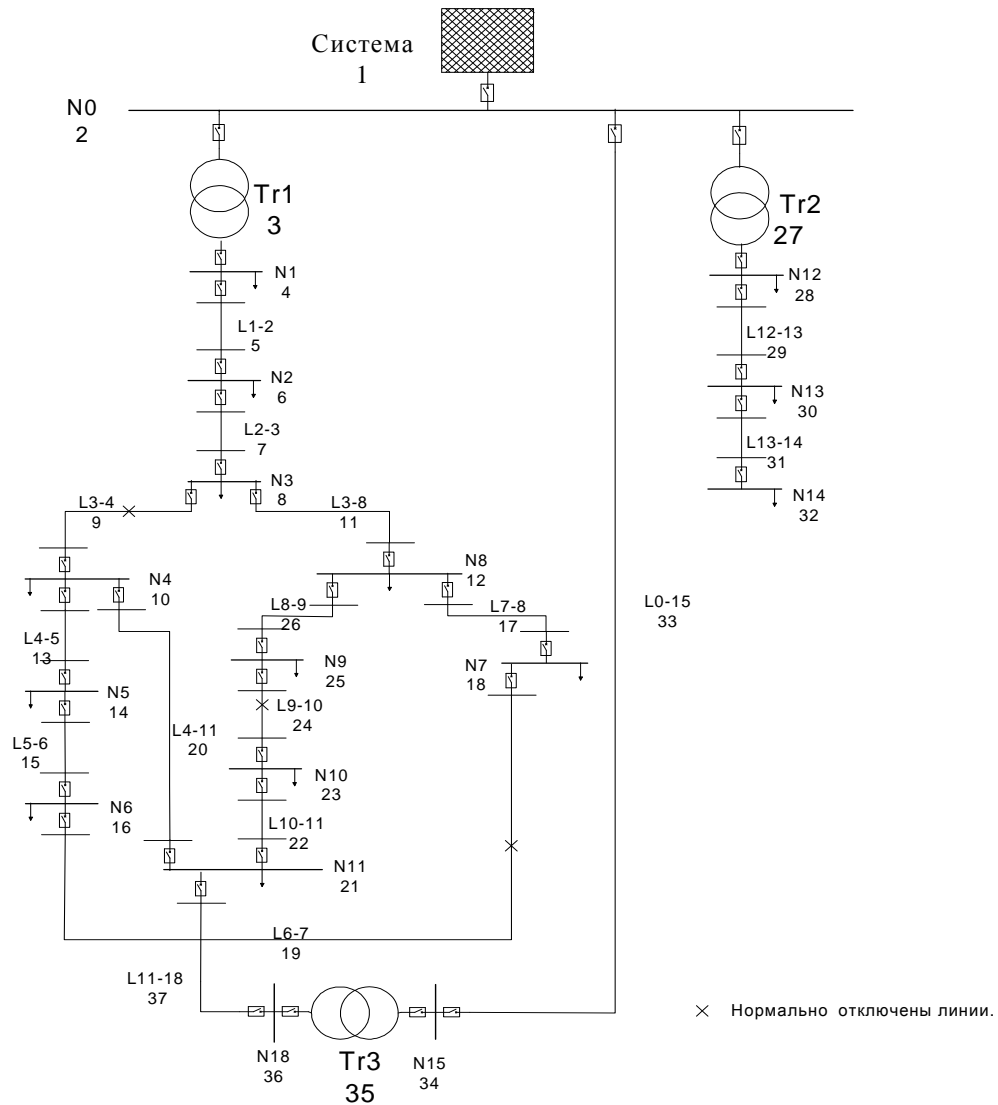


Рис. 9. Электрическая схема для варианта 1.

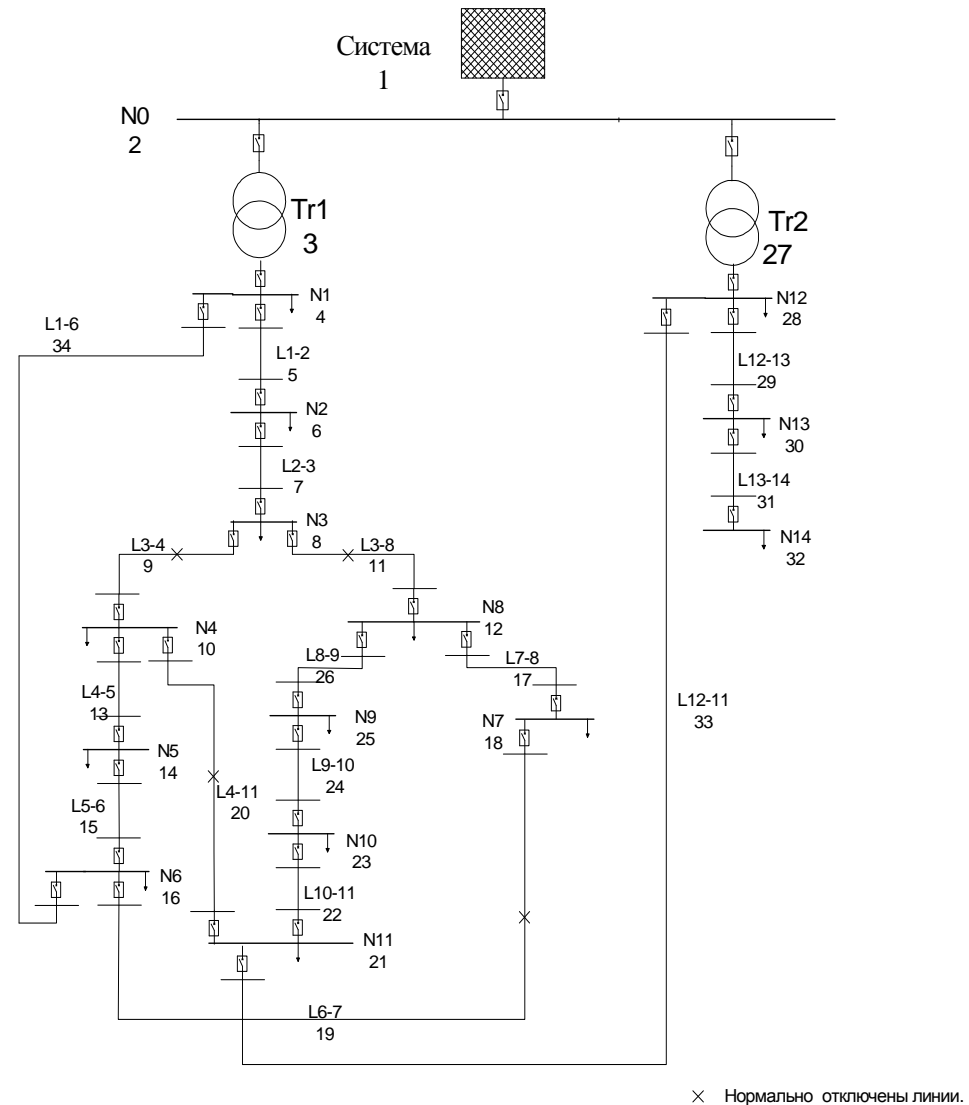


Рис. 10. Электрическая схема для варианта 2.

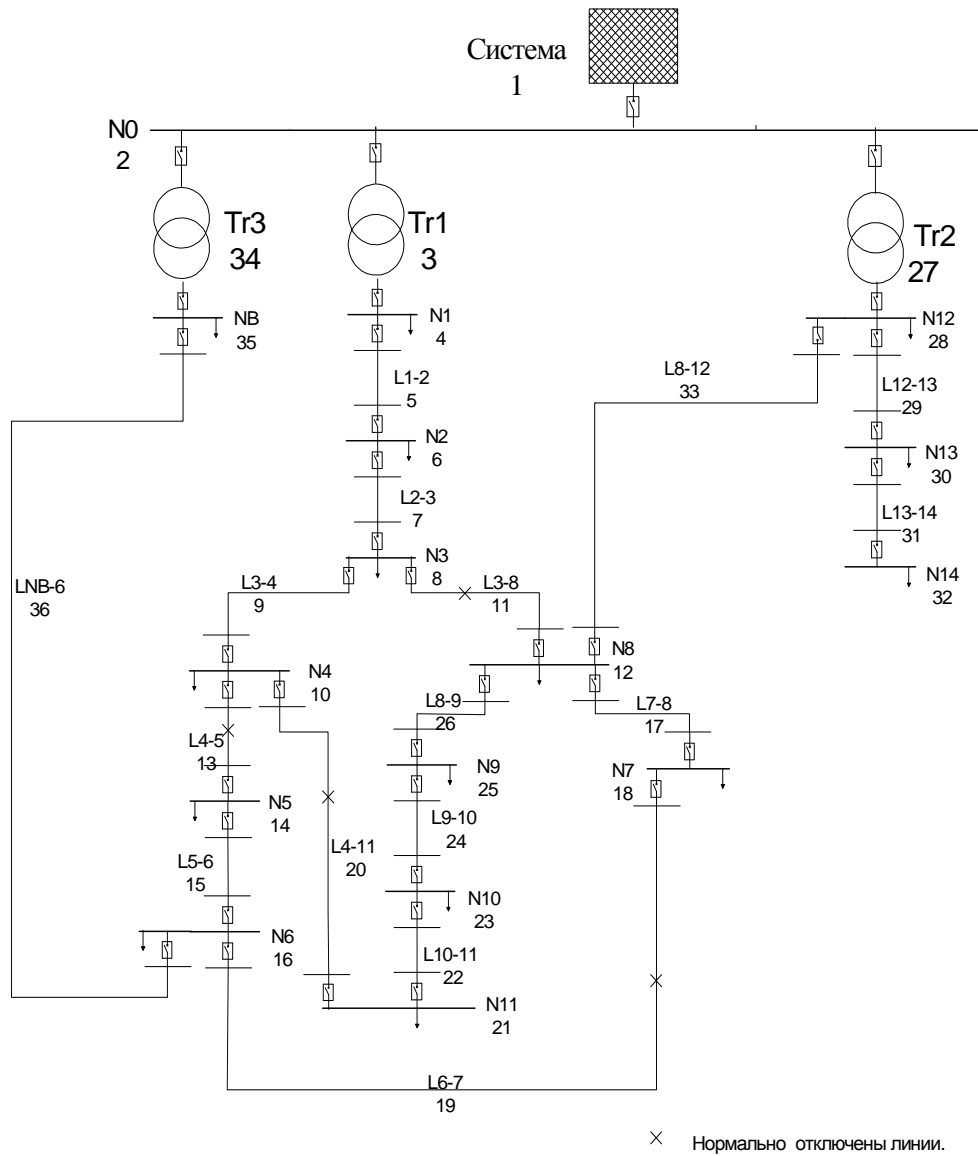


Рис. 11. Электрическая схема для варианта 3.

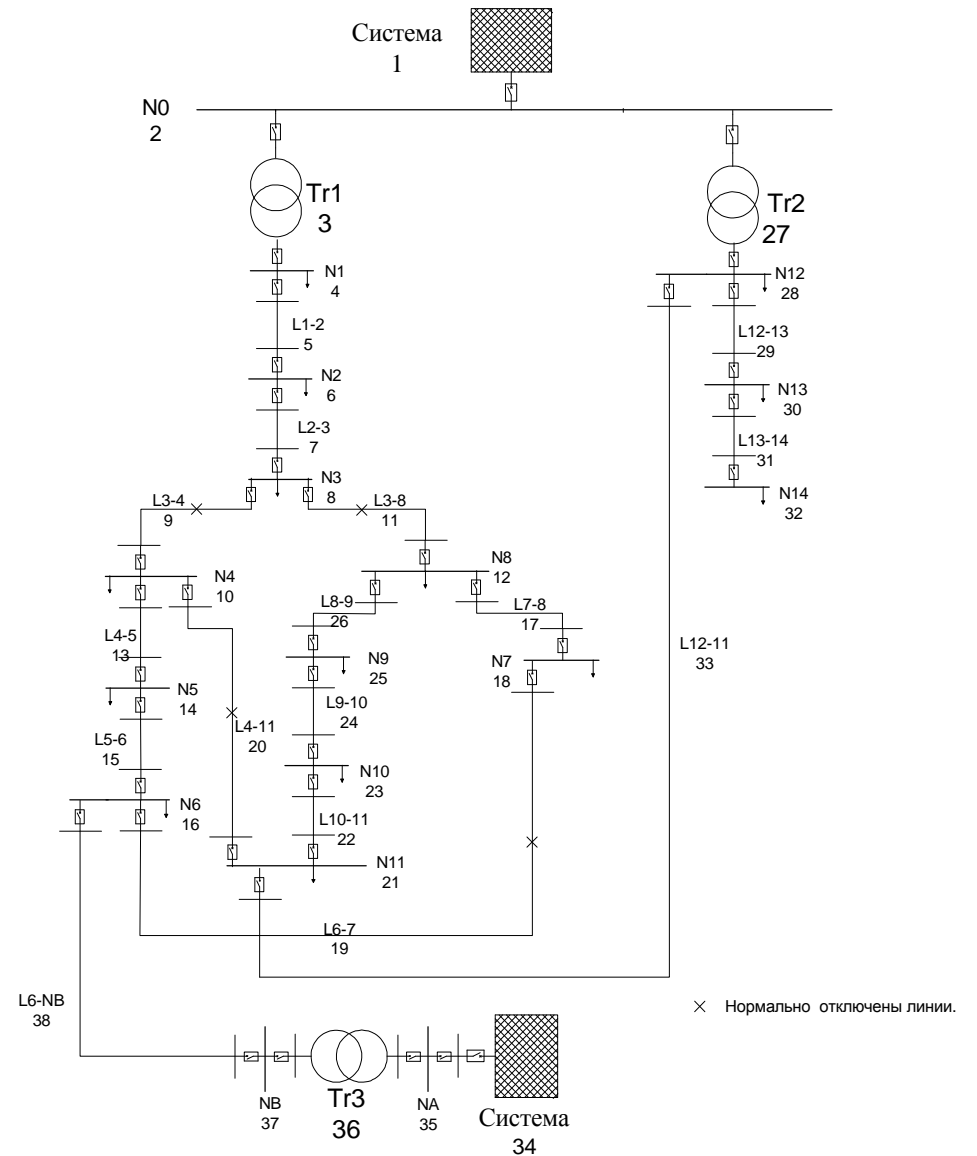


Рис. 12. Электрическая схема для вариант 4.

Для данных вариантов были рассчитаны показатели надежности топологическим методом с учетом и без учета режима работы (рис. 13) по формулам (1–3)

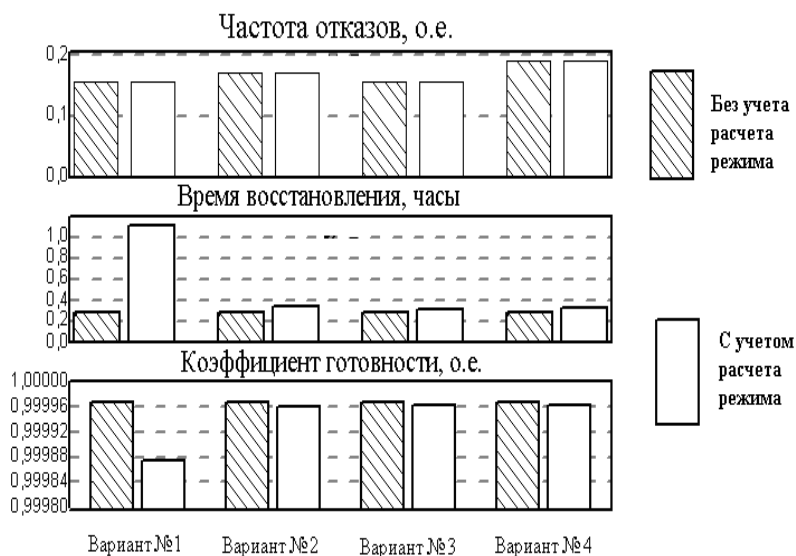


Рис. 13. Сравнение показателей надежности вариантов схем.

Расчеты показали, что показатели вероятности отказа и времени восстановления для схемы намного выше значений собственных отказов элементов. То есть, отказ элемента произошел не только из-за повреждения, а из-за того, что по нему или протекает ток, превышающий номинальное значение, или напряжение снизилось ниже минимально допустимого значения, при этом работают соответствующие защиты. Для решения проблемы, связанной с режимными факторами надежности, предлагается ввод малых генераторов в распределительную сеть как мера повышения надежности.

Для определения места подключения генераторов и определения его минимальной мощности предложен следующий метод.

На первом этапе находятся узлы, где необходимо установить генераторы. Затем определяется, какой мощности они должны быть.

В качестве примера приведём расчет для варианта № 1 по правилу надежности  $n-1$  с определением величины токов и напряжений для элементов сети. Результат расчета оценивался в пунктах отбора мощности. Из анализа следует, что при отключении трансформатора Tr1 и отключении ЛЭП L0-15 напряжения в пунктах отбора мощности не соответствуют допустимым значениям. Наиболее тяжелым аварийным режимом работы распределительной сети будет выход из строя трансформатора Tr1. Мощность вводимого малого генератора определяется по следующему принципу: строится график зависимости напряжения на шинах оси мощности генератора (рис. 14). При этом вводится условие, что в начальной точке генератор не вырабатывает мощность, а в конечной точке эта мощность равна полной нагрузке в узле. Для построения графика автором была разработана программа. Обращая внимание на то, что наименьшее напряжение определено на подстанции N1, график строится для нее. По графику зависимости делается вывод, при какой мощности напряжение станет удов-

летворять требованиям по качеству. Затем вычисляется мощность. Этот результат относится только к подстанции N1.

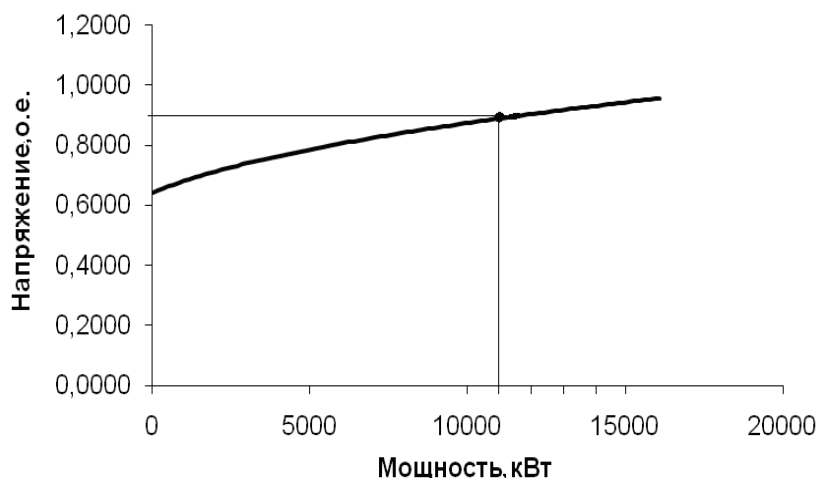


Рис. 14. График зависимости напряжения от мощности при введении генератора на подстанции N1 (Вариант №1).

При мощности генератора, равной 11 000 кВт, напряжение становится равным 90 % от номинального. Таким образом, в данной сети необходимо установить генератор в пункте отбора мощности N1 величиной не менее 11000 кВт для того, чтобы режимный расчет показателей надежности совпадал с топологическим расчетом и режимные факторы не ухудшали надежность схемы.

Аналогичные расчеты проведены для остальных вариантов схем и было получено, что для варианта № 2 мощность генератора составляет 8000 кВт, для варианта №3 и №4 по 11500 кВт. Введение данной мощности приведет к повышению надежности и уменьшению недоотпуска электроэнергии.

Используя результаты графической зависимости рис. 13 рассчитываются показатели надежности, в том числе условный недоотпуск электроэнергии потребителям.

Результаты расчетов для различных вариантов сведены в табл.6.

Таблица 6. Величина недоотпущенной энергии.

№ Варианта	Эффект от генераторов в распределительной сети - уменьшение условного недоотпуска на величину W, МВт·ч./год	Условный недоотпуск электроэнергии, зависящий от структуры сети, без учета работы релейной защиты W, МВт·ч./год	Условный недоотпуск электроэнергии с учетом работы релейной защиты W, МВт·ч./год
1	62,77	210,59	273,35
2	127,40	471,76	599,16
3	68,57	264,23	332,80
4	185,92	143,61	329,54

Для выбора рациональной схемы электроснабжения проведем технико-

экономическое сравнение представленных вариантов.

По (3) определим затраты, в табл. 7 показаны капиталовложения на реализацию вариантов схем электроснабжения, а также расчетные затраты. Коэффициент эффективности инвестиций принимается равным ставке рефинансирования ЦБ РФ, (8,25%). Издержки на обслуживание и капитальный ремонт примем 0,05% от капиталовложений в год.

Таблица 7. Капиталовложения и затраты на сооружение вариантов сетей.

№ варианта	Капиталовложения млн. руб.	Затраты млн. руб.
1	148,8	12,3504
2	129,9	10,7817
3	139,1	11,5453
4	154,9	12,8567

Проанализируем эффект интервального метода при выборе схемы электроснабжения .

$$Z_1=12,35+y_0 \cdot 273,35; \quad Z_2=10,8+y_0 \cdot 599,16;$$

$$Z_3=11,55+y_0 \cdot 332,80; \quad Z_4=12,86+y_0 \cdot 329,54$$

По полученным значениям затрат и значениям недоотпущенной электроэнергии по формуле 3 были определены граничные значения удельного ущерба.

$$y_{0гр(1-2)}=4,8 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}; \quad y_{0гр(1-3)}=20,54 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч};$$

$$y_{0гр(1-4)}<0; \quad y_{0гр(2-3)}=2,87 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч};$$

$$y_{0гр(2-4)}=7,76 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}; \quad y_{0гр(3-4)}=402,84 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}.$$

Заданный диапазон удельного ущерба равен  $y_{0,ф.}=19 \div 24$  руб/кВт·ч. Согласно методике, представленной выше, сопоставляя варианты № 2 и № 4, делаем выбор в пользу более надежного варианта, это вариант № 4, так как граничный ущерб ниже диапазона; сравнивая варианты № 3 и № 4, выбирается более дешевый вариант №3, так как граничный ущерб выше; сравнивая варианты № 1 и №2, выбирается более надежный вариант № 1; при рассмотрении вариантов № 2 и № 3 также выбирается более надежный вариант № 3. Сопоставление вариантов № 1 и № 3 привело к тому, что граничный ущерб находится в диапазоне удельного ущерба, а значит, варианты считаются равнозначными. Невозможно дать однозначного ответа, какой вариант лучше. Для этого нужны дополнительные исследования и сопоставление вариантов с учетом развития схемы электроснабжения.

Для нахождения третьего критерия увеличивается нагрузка на 30% во всех пунктах отбора мощности, моделируя тем самым развитие потребителей и по аналогии определения мощности генераторов для повышения надежности находится условное количество недостающей мощности сети.

Рассмотрим вариант схемы № 1. При увеличении нагрузки на 30 % во всех пунктах отбора мощности в ветвях N11, L4-11, N4, L4-5, N5, L5-6, N6 возникнет аварийная ситуация - превышение номинального значения тока. В реальных сетях линия L4-11отключится максимальной токовой защитой, перевод на резервное питание путем

включения резервной линии L3-4 приведет к отключению линии L1-2, что в свою очередь приведет к потере электроснабжения на ряде подстанции. Данное отключение можно предотвратить увеличением пропускной способности линии или добавлением мощности в сеть путем ввода генераторов. Таким образом, в данной сети возникнет дефицит мощности, равны 4350 кВА. Для варианта № 2 аналогичным способом был определен дефицит мощности, составляющая 5725 кВА. Для варианта № 3 он составил 4250 кВА. А для варианта № 4 3525 кВА. В табл. 8 представлены значения критериев в относительных единицах, по которым будут, согласно методике, строиться диаграммы.

Таблица 8. Параметры оптимизационной диаграммы.

№ варианта	Затраты на сооружение, о.е	Годовой недоотпуск электроэнергии, о.е	Дефицит мощности, о.е	Среднее значение параметров
1	0,96	0,46	0,78	0,73
2	0,84	1	1	0,95
3	0,90	0,55	0,73	<b>0,72</b>
4	1	0,56	0,67	0,74

На рис. 15 представлены диаграммы выбора.

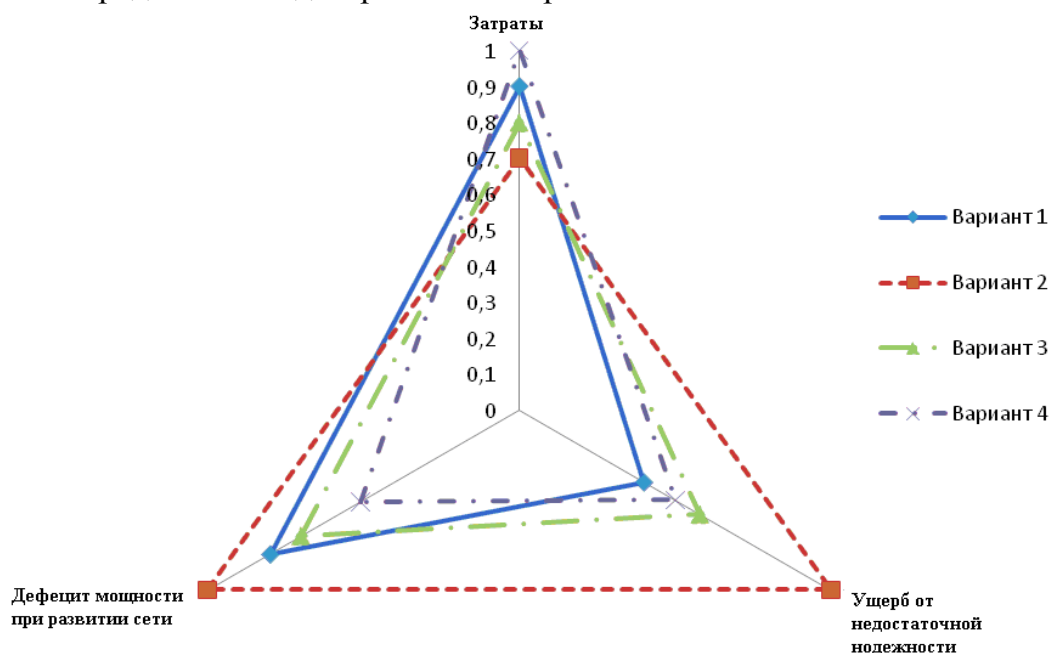


Рис. 15. Диаграммы выбора.

Сопоставляя полученные результаты делается вывод, что наиболее эффективным вариантом будет вариант № 3 (площадь треугольника в диаграмме выбора для него наименьшая).

Таким образом, сравнивая затраты, развитие сети, ущерб, наилучшим выбирается вариант № 3. В то же время следует заметить, что варианты №1 и №4 имеют близкие оценки. Окончательный выбор остается за экспертом, который может учесть дополнительные факторы.

## **Заключение**

Работа посвящена разработке моделей и методов оценки надежности распределительной электрической сети и мер по её повышению. Достижение главной цели потребовало комплексного решения ряда вопросов.

В диссертационной работе получены следующие основные результаты:

1. Сформулирована математическая модель надежности распределительной электрической сети (РЭС) с учетом новых факторов и средств (реконфигурация, режимы, учет работы защит и др.).
2. Разработан топологический метод оценки надежности РЭС.
3. Интегрированы стандартные и разработанные автором компьютерные программы для реализации математической модели и метода оценки надежности РЭС и выбора мероприятий по ее повышению.
4. Разработан метод выбора мероприятий по повышению надежности РЭС.
5. Исследован метод выбора мероприятий по развитию РЭС с учетом надежности и неопределенности информации.
6. Обоснованы рекомендации по выбору рационального варианта развития РЭС.

**Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:**

**- в изданиях, рекомендованных ВАК**

1. **Шушпанов И.Н.** Математическая модель и топологический метод расчета надежности распределительной электрической сети // Вестник ИрГТУ, 2012, № 6. с. 137-142.

**- в других изданиях**

2. **Шушпанов И.Н., Суслов К.В.** Влияние распределенной генерации на работу систем электроснабжения // Проблемы теплофизики и теплоэнергетики. Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. – Иркутск: ИрГТУ, 2008.

3. **Шушпанов И.Н., Суслов К.В., Смирнов А.С.** Распределенная микрогенерация – закономерный результат эволюции электроэнергетики // Проблемы Земной цивилизации. – Иркутск: ИрГТУ. 2008. Вып. 21.

4. **Шушпанов И.Н., Суслов К.В.** Исследование систем с распределенной генерацией // Техничко-экономические проблемы развития регионов. Материалы научно-практической конференции с международным участием. Вып. 5. – Иркутск: ИрГТУ, 2009.

5. **Шушпанов И.Н., Суслов К.В.** Расчет показателей надежности радиальной распределительной сети // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно - практической конференции с международным участием. - Иркутск: ИрГТУ, 2009.

6. **Воропай Н.И., Шушпанов И.Н.** Разработка и исследование метода расчета надежности радиальной распределительной электрической сети // Методические вопро-



сы исследования надежности больших систем энергетики.– Санкт-Петербург: ПЭИПК, 2010.

7. **Шушпанов И.Н., Суслов К.В., Чеботнягин Л.М., Сокольникова Т.В.** Роль малой энергетики в структуре энергосистемы // Техничко-экономические проблемы развития регионов. Материалы научно-практической конференции с международным участием. В.6. – Иркутск: ИрГТУ, 2010.

8. **Шушпанов И.Н., Суслов К.В., Карпекин А.С., Мартыненко Е.В.** Техничко-экономические аспекты проблем подключения распределенных генераторов к единой сети // Техничко-экономические проблемы развития регионов. Материалы научно-практической конференции с международным участием. В.6. – Иркутск: ИрГТУ, 2010.

9. **Шушпанов И.Н., Суслов К.В.** Разработка и исследование метода расчета надежности распределительной электрической сети // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно - практической конференции с международным участием. - Иркутск: ИрГТУ, 2010.

10. **Шушпанов И.Н., Суслов К.В.** Разработка и исследование метода расчета надежности радиальной распределительной электрической сети // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно - практической конференции с международным участием. - Иркутск: ИрГТУ, 2011.

11. **Шушпанов И.Н.** Проблемы создания технологии «SMARTGRID» для распределительных электрических сетей // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно – практической конференции с международным участием. – Иркутск: ИрГТУ, 2012.

12. **Шушпанов И.Н.** Модель надежности распределительной электрической сети // Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири. Материалы Всероссийской научно – практической конференции с международным участием. – Иркутск: ИрГТУ, 2012.

13. **Шушпанов И.Н., Суслов К.В.** Разработка и исследование метода расчета надежности как основа для интеллектуальных систем управления // Проблемы Земной цивилизации. – Иркутск: ИрГТУ, Выпуск 26, 2012.