

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ИПО - "ЭНЕРГОПРОЕКТ"

Ордена Октябрьской революции
Всесоюзный Государственный проектно-исследовательский и
научно-исследовательский институт энергетических систем
и электрических сетей
"ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ"

УДК 621.311.019.3
№ гос.регистрации

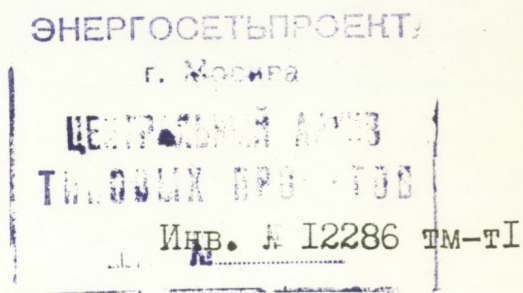
УТВЕРЖДАЮ
Зам. главного инженера
И.П. Уланов
" " 1989г.

О Т Ч Е Т

по научно-исследовательской работе:

"МЕТОДИКА РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ И ОПТИМИЗАЦИИ СХЕМ
РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИЙ И СТАНЦИЙ
АНАЛИЗ И ОБОБЩЕНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ РАСЧЕТА
СХЕМНОЙ НАДЕЖНОСТИ С ОЦЕНКОЙ ДОСТОВЕРНОСТИ
СТАТИЧЕСКИХ ДАННЫХ ОБ ОТКАЗАХ ЭЛЕМЕНТОВ СТАНЦИЙ
И ПОДСТАНЦИЙ

Договор № I47-89н



Зам. главного инженера

Начальник ОРЗА

Зав. НИЛ РЗА

Руководитель темы
Зав. НИС

Ответственный исполнитель
М.Н.С.

И.П. Уланов
С.Я.Петров

Вор
Д.Д.Левкович

С.Б. Лосев
С.Б.Лосев

Э.П. Смирнов
Э.П.Смирнов

В.А. Туфанов
В.А.Туфанов

Список исполнителей

1. Туфганов В.А. м.н.с. - введение и разделы I,2,3,4.
2. Алхимова Ю.Н. инж. - раздел 4.

РЕФЕРАТ

Отчет 82 стр., рисунков 22

НАДЕЖНОСТЬ, РАСЧЕТ, АНАЛИЗ МЕТОДОВ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ
СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Проводится анализ методов и алгоритмов расчета надежности главных схем электрических соединений распределительных устройств станций и подстанций. Основное внимание уделяется соответствию модели реальному функционированию объекта и правомерности применяемых упрощений в отражении действий РЗА, а также необходимым объемам исходной информации и связанной с ними сложности алгоритма расчета. Рассматриваются некоторые результаты практического применения методик расчета надежности в проектных задачах. Приведены формализованные методы описания структур схем распределительных устройств и их функционирования. Приводятся показатели надежности элементов электрических станций и подстанций, полученные разными организациями.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	5
I. Методики расчетов надежности схем распределительных устройств станций и подстанций.	
Обзор	9
I.1. Методики, ориентированные на ручной счет	9
I.2. Методики, ориентированные на применение ЭВМ	34
2. Некоторые результаты практического применения методик расчета надежности РУ	43
3. Формализованные методы описания структуры схемы РУ и ее функционирования	54
4. Статические оценки показателей надежности элементов электроэнергетических систем	64
5. Выводы	79
Список литературы	81

ВВЕДЕНИЕ

К настоящему времени в СССР и за рубежом накоплен значительный научный и практический материал по оценке надежности главных схем электрических соединений станций и подстанций. Этот материал позволяет сравнить различные методики оценки надежности, обобщить имеющиеся результаты конкретных расчетов, выявить степень влияния этих объектов на результирующую надежность электроснабжения потребителей.

Для выполнения этих конкретных задач целесообразно проследить за развитием схемных решений, которое всегда было связано с дилеммой экономичность — надежность. Такие приемы как секционирование системы шин, переход к двум системам шин и появление обходной системы шин в главных распределительных устройствах станций и подстанций позволяли повысить надежность их функционирования. Такие качественные приемы позволяли легко получить и количественную оценку повышения надежности. Но на первых этапах такая оценка была специфической: так она, например, означала снижение в два раза числа теряемых агрегатов станции, снижение времени перерыва электроснабжения с длительности аварийного ремонта системы шин до значительно меньшей длительности оперативных переключений. Здесь подразумевается пропорциональное уменьшение вероятности или частоты появления нежелательных ситуаций, но их абсолютная величина не оценивается или оценивается весьма приближенно.

Такой подход в 30-х, 40-х и 50-х годах был обусловлен следующими причинами: отсутствием систематизированных данных по отказам оборудования, ограниченными вычислительными возможностями, предубеждением к использованию вероятностных методов (точнее, оценок, даваемых этими методами). Для этого периода характерен детерминистский подход к формированию критериев принятия решения: требования к числу независимых источников питания, наличию АВР и т.п. В СССР эти требования закреплялись в выпусках ПУЭ и соответствующих ведомственных нормах технологического проектирования и типовых материалах для проектирования. Аналогичное положение было и за рубежом.

Развитие электроэнергетики, связанное с ростом единичных мощностей генерирующего оборудования и созданием объединенных систем, внесло существенные коррективы в формирование главных схем РУ станций, ^{привело к} появлению мощных узловых системных подстанций и увеличению единичных мощностей потребительских подстанций. Для станций целесообразен стал блочный принцип формирования структурной схемы, а рост числа потребительских подстанций потребовал применения упрощенных схем их присоединения к распределительным сетям высокого напряжения.

Повышение требований к надежности схем выдачи мощности станций и схем узловых системных подстанций конкретно выразилось в необходимости снижения числа одновременно отключаемых (теряемых) линий. Это привело к новому принципу формирования схем РУ ВН этих объектов; многократное (преимущественно двойное) присоединение линий. В зависимости от числа трансформаторов и линий этот принцип реализовался в схемах многоугольников, схемах $3/2$ и $4/3$.

Увеличение числа присоединений в этих схемах приводит к целесообразности секционирования шин, но в отличие от схем с одиночным присоединением линий отказ секционного выключателя в полной схеме (не ремонтной) не приводит к отключению линий.

Следует отметить, что комбинации (объединения) многоугольников позволяют создать различные вариации исходных "классических" аналогов. Создание таких схем направлено на повышение их экономичности за счет уменьшения отношения числа выключателей к числу присоединений ($\alpha \rightarrow 1$) при сохранении коммутации присоединения через два выключателя. Надежность этих схем исследована в существенно меньшей степени, чем "классических" схем.

Следующий способ повышения надежности схем РУ обязан своим появлением практике применения вероятностных расчетов. Для высоконадежных схем определяющими являются не единичные отказы, а их наложения. Если присоединения оборудовать специальными выключателями нагрузки или автоматизированными разведчиками, которые после нормального отключения поврежденного присоединения выключателя позволяют вернуть его в схему, создавая разрыв

в бестоковую паузу и оставляя отключенным поврежденное присоединение на время его аварийного ремонта, но сохраняя на это время нормальную схему РУ. Такое функционирование существенно сокращает число наложений отказов (более строго - вероятность их появления), тем самым повышая надежность схемы.

Следует отметить, что анализ надежности и выбор экономически целесообразного уровня надежности собственно схем РУ хотя и представляет самостоятельные задачи, но это задачи частные. Более общей задачей является оценка и обоснование уровня надежности конкретных узлов нагрузки в системообразующей или распределительной сети. В этой задаче кроме схемной структурной надежности существенную роль играют факторы, связанные с устойчивостью функционирования этих объектов (возникновение асинхронного хода, деление системы, действие САОН и АЧР). Определение значимости этих составляющих (структурной и функциональной) надежности связано не только с трудностями определения второй составляющей, но и оценкой последствий результирующих перерывов электроснабжения, которые характеризуются разными экономическими последствиями - ценами ненадежности.

В работе на первом этапе основное внимание будет уделено вопросам схемной надежности, более адекватному учету функционирования устройств РЗА.

Существующие методики оценки надежности схем РУ станций и подстанций можно разделить на 2 группы:

- 1) с применением ручного счета (неавтоматизированные),
- 2) с применением ЭВМ (автоматизированные).

В первой группе выделяются подходы ориентированные

а) на получение компактных аналитических выражений для различных расчетных состояний (потеря одного блока, потери секции, потеря линии и т.д.).

б) на предварительное получение расчетных блок схем, которые упорядочивают последующий расчет, который в итоге может дать развернутое аналитическое выражение для результата.

в) на предварительное получение расчетной таблицы для систематизации последующего расчета - его автором был В.Р.Тареввердиев.

Предложенный В.Р.Тареввердиевым подход оказался очень плодотворным, именно он был положен в основы создания алгоритмов автоматизированных методов расчета.

Особенностью автоматизированных методов расчета является то, что они пока связаны с трудоемкой подготовкой исходных данных, но имеют большие возможности для глубокого анализа значимости многочисленных состояний исследуемой схемы.

В особую группу выделяются топологические и непараметрические (привлекающие алгебру логики) методы оценки надежности. Как сами по себе они для проектной практики малопригодны, так как не позволяют перейти к последующей технико-экономической оценке вариантов. Но они представляют весьма весомый интерес, ибо дают возможность разработать формализованные (в терминах теории графов или алгебры логики) процедуры для получения групп отказов, приводящих к расчетным последствиям. С этой точки зрения интересен опыт по формализации представления структуры и отражению действия коммутационной аппаратуры, применяющейся в развиваемых методах оценки надежности схем электрических сетей, в которых, правда, функционирование самих РУ подстанций представляется в упрощенном виде.

В данной работе использованы труды научных работников и инженеров-проектировщиков. Вот далеко не полный их список: Гук Ю.Б., Грудинский П.Г., Каратун В.С. Китушин В.Г., Лисовский Г.С., Лебедев М.М., Магидсон Э.М., Неномнящий В.А., Розанов М.Н. Синьчугов Р.И., Тареввердиев В.Д., Фокин Ю.А., Эдельман В.И., Фархадзаде Э.М., Хейфиц М.Э. Аллан Р., Биллингтон Р., Эндрени Дж.

I. МЕТОДИКИ РАСЧЕТОВ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ. ОБЗОР.

I.I. Методики, ориентированные на ручной счет. Одной из первых работ в институте "Энергосетьпроект" была методика расчета надежности подстанций по схемам "мостика" и квадрата, разработанная М.Э. Жейфицем и Э.Магидсоном [1]. Эта методика предназначена для указанных схем подстанций, включенных в одну транзитную линию, имеющую двухстороннее питание. Элементы схем характеризовались следующими показателями надежности:

- $\lambda_{вн}$ — удельная повреждаемость выключателя в неподвижном состоянии,
- $\lambda_{вз}$ — удельная повреждаемость^{х)} выключателя при отключении коротких замыканий
- $\lambda_l = \lambda_{лу} + \lambda_{лн}$ — удельная повреждаемость линии электропередачи (с выделением устойчивых и неустойчивых отказов;
- $\lambda_{т}$ — удельная повреждаемость^{хх)} трансформатора,
- K — средняя длительность ежегодного ремонта одного выключателя (в долях года).

Схемы подстанций представлены на рис.1-1. Для этих схем получены формулы, которые авторы называли "формулами вероятности" для разрыва транзита, отключения одного трансформатора, отключения обоих трансформаторов. На самом деле в методике определены параметры потоков указанных событий. Линии электропередачи дополнительно характеризуется средней длиной ℓ . На примере первой схемы рассмотрим последовательность получения результирующих расчетных формул. Каждое расчетное состояние схемы характеризуется соответствующим параметром потока его появления.

Разрыв транзита возникает в следующих ситуациях:

- повреждение любого выключателя в неподвижном состоянии ($3\lambda_{вн}$),
- повреждение любого трансформатора ($2\lambda_{т}$),

х) фактически это вероятность отказа в срабатывании при отключении к.з.

хх) в соответствии с принятой терминологией эти характеристики являются параметрами потоков соответствующих отказов.

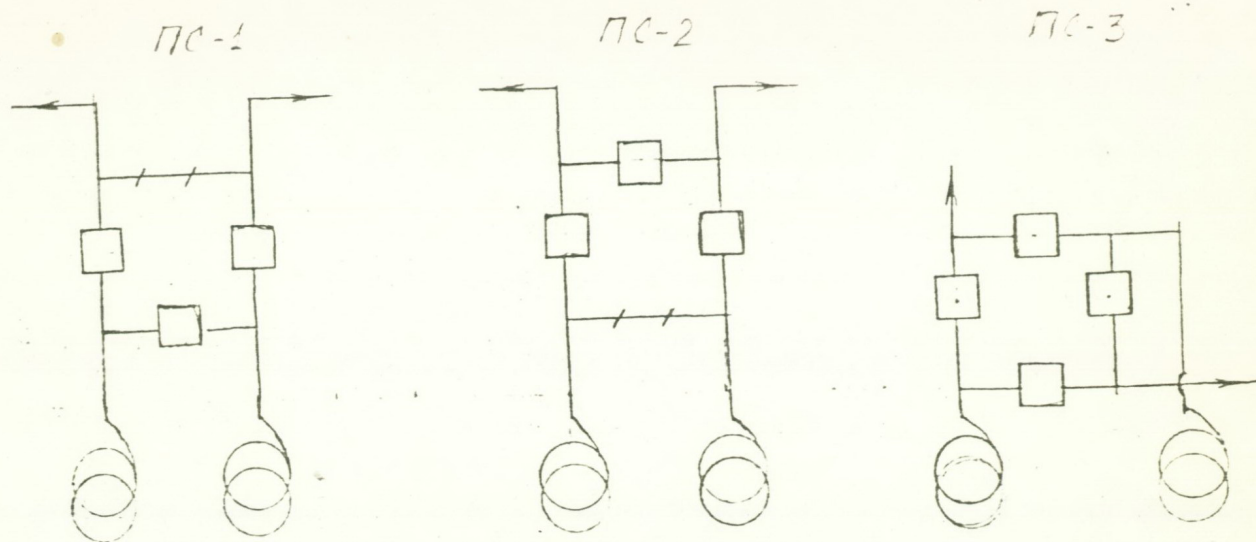


Рис. 1-1

Таблица 1-1

Схема пс	1	2	3
Нарушение режима			
Разрыв транзита	$\frac{4,85}{3,3}$	$\frac{6,5}{3,4}$	$\frac{6,2}{3,3}$
Отключение одного трансформатора	$\frac{9,9}{4,85}$	$\frac{0,96}{0,48}$	$\frac{3,7}{1,88}$
Отключение двух трансформаторов	$\frac{8,5}{4,9}$	$\frac{8,2}{3,55}$	$\frac{149}{82}$

Примечание: результаты приведены в терминах средней периодичности (в годах) появления исследуемых

- неустойчивое к.з. на ВЛ при отказе в срабатывании выключателя в ее цепи ($2\lambda_{\text{ЛН}}\lambda_{\text{ВО}}\ell$),

Далее авторы со знаком "-" учитывают ситуации, которые не приводят к разрыву транзита:

- повреждение выключателя в неподвижном состоянии в перемычке при ремонта одного из линейных выключателей ($-2\lambda_{\text{ВН}}K$),

- повреждение любого трансформатора при ремонте любого выключателя ($-6\lambda_{\text{T}}K$).

В итоге результирующая формула принимает следующий вид

$$\lambda_{\text{РТ}}^{\text{I}} = \lambda_{\text{ВН}}(3-2K) + 2\lambda_{\text{T}}(1-3K) + 2\lambda_{\text{ЛН}}\lambda_{\text{ВО}}\ell. \quad (1)$$

Так как учет ситуаций, которые не приводят к разрыву транзита, не должен выполняться, то формула (1) должна иметь следующий вид

$$\lambda_{\text{РТ}}^{\text{I}} = 3\lambda_{\text{ВН}} + 2\lambda_{\text{T}} + 2\lambda_{\text{ЛН}}\lambda_{\text{ВО}}\ell.$$

Отметим, что так как $K \ll 1$, то расчеты по (1) не приведут к значимой погрешности.

Опуская остальные детальные расчеты, приведем результирующие формулы для схем ПС-1, ПС-2 и ПС-3 (см.рис.1-3).

1. Случай разрыва транзита.

Для схемы ПС-1

$$\lambda_{\text{РТ}}^{\text{I}} = 3\lambda_{\text{ВН}} + 2\lambda_{\text{T}} + 2\lambda_{\text{ЛН}}\lambda_{\text{ВО}}\ell.$$

Для схемы ПС-2

$$\lambda_{\text{РТ}}^{\text{II}} = 3\lambda_{\text{ВН}} + 2\lambda_{\text{ВО}}(\lambda_{\text{T}} + 2\lambda_{\text{ЛН}}\ell).$$

Для схемы ПС-3

$$\lambda_{\text{РТ}}^{\text{III}} = 4\lambda_{\text{ВН}} + 4\lambda_{\text{T}}K(1 + \lambda_{\text{ВО}}) + 4\lambda_{\text{ЛН}}\lambda_{\text{ВО}}\ell.$$

2. Случай потери одного трансформатора.

Для схемы ПС-1

$$\lambda_{\text{IT}}^{\text{I}} = 2\lambda_{\text{ВН}} + 2\lambda_{\text{ЛН}}\lambda_{\text{ВО}}\ell.$$

Для схемы ПС-2

$$\lambda_{\text{IT}}^{\text{II}} = 2\lambda_{\text{ВН}} + 2\lambda_{\text{ЛН}}\lambda_{\text{ВО}}\ell + 2\lambda_{\text{ЛУ}}\ell(1-K).$$

Для схемы ПС-3

$$\lambda_{1T}^{\text{III}} = 4\lambda_{BH} + 4(\lambda_{\Lambda Y}K + \lambda_{\Lambda}\lambda_{BO})\ell.$$

3. Случай потери двух трансформаторов.

Для схемы ПС-I

$$\lambda_{2T}^{\text{I}} = \lambda_{BH}(1+2K+2\lambda_{BO}) + 2\lambda_T(K+\lambda_{BO}K+\lambda_{BO}) + (\lambda_{\Lambda Y} + \lambda_{\Lambda H}\lambda_{BO})6K\ell.$$

Для схемы ПС-2

$$\lambda_{2T}^{\text{II}} = \lambda_{BH}(1+2K) + 6\lambda_TK + 2\lambda_{BO}(\lambda_{\Lambda} + \lambda_{\Lambda H}K)\ell + 2\lambda_{\Lambda Y}K\ell.$$

Для схемы ПС-3

$$\lambda_{2T}^{\text{III}} = 4\lambda_{BH}K + 4\lambda_{BO}K(\lambda_{\Lambda}\ell + \lambda_T).$$

В приведенных в табл. I-I полученных результатах расчетов были использованы следующие исходные данные.

1. Удельная повреждаемость на 100 км ВЛ 330 кВ

а) устойчивых 0,5 1/Г,

б) неустойчивых 1,17 1/Г,

2. То же для трансформаторов - 0,07 1/Г,

3. То же для выключателей

$$\lambda_{BH} = 0,003 \text{ 1/Г},$$

$$\lambda_{BO} = 0,03.$$

4. Длительность ремонта выключателя - 0,003г.

5. В табл. I-I в числителе приведены результаты для длины ВЛ 100 км, в знаменателе - 200 км. Результаты приведены в терминах средней периодичности (в годах) появления исследуемых событий.

Рассмотренный подход основан на непосредственном отказовых состояний для достаточно простых схем ПС. В нем иногда некорректно используется терминология. Не проведен анализ по выявлению доминирующих отказовых ситуаций. Но эта одна из пионерских работ и она инициировала развитие аналитических методов расчета.

Работа, начатая в /1/, получила более конкретное и четкое выражение в /3/, где сформулированы основные положения к расчетам надежности главных схем подстанций, основанные на большом опыте инженера-проектировщика. В /3/ отмечается, что " для

сравнительной оценки разных схем подстанций по фактору надежности (в противовес расчетам надежности схем электроснабжения в целом) достаточны упрощенные методы, позволяющие достоверно сравнить основные достоинства и недостатки, некоторые структурные свойства и качественные особенности сравниваемых схем."

К числу основных сравниваемых показателей в /З/ рекомендуются следующие:

- а) возможность полного (100%-го) погашения подстанции,
- б) средняя частота отключений 50% присоединений (линий, трансформаторов)^Х,
- в) средняя частота разрывов транзитов для подстанций ^{по}упрощенным схемам и проходных подстанций,
- г) средняя частота отключений линий и трансформаторов,
- д) возможность отключения двух линий (аварийной и неповрежденной) при отказе линейного выключателя аварийной линии на узловых подстанциях.

Отмечается, что для повышения надежности схем необходимо стремиться к созданию схем с ограниченным последствием отказов, т.е. локализацией аварии в пределах поврежденного элемента схем.

Основываясь на данных СИГРЭ и ОРГРЭС по отказам выключателей, авторы /З/ предлагают оценивать надежность выключателя по следующей формуле

$$\lambda_B = \lambda_{вн} + \lambda_o n_o + \lambda_{вс} \lambda_{эл} ,$$

где $\lambda_{вн}$ характеризует повреждаемость выключателя в неподвижном состоянии, λ_o — при опробованиях и оперативных переключениях, n_o — количество операций с выключателем в нормальном режиме за год, $\lambda_{вс}$ — частота отказов выключателя при отключении им коротких замыканий, приводящих к развитию аварии за пределами данного присоединения, $\lambda_{эл}$ — характеризует повреждаемость присоединенного к данному выключателю элемента схемы (трансформатор, линия, секция шин и др.).

Х) Логика требует в этих же показателях определять и ситуацию пункта "а".

I2286TM-TI

Следует заметить, ^{что,} повреждаемость выключателя в неподвижном состоянии здесь не подразделяется на два возможных случая:

- 1) повреждение приводит к к.з. в одну сторону присоединения,
- 2) повреждение приводит к к.з. в обе стороны присоединения.

В проводимых в /3/ расчетах, как показывает анализ, принято, что повреждение выключателя приводит к к.з. в обе стороны. Это допущение иногда приводит к погрешностям. Так в схеме ПС-2, если повреждение выключателя в перемычке результируется в к.з. в одну сторону, то потери обоих трансформаторов может и не произойти. Более глубокое рассмотрение этого вопроса требует более детального представления схемы подстанции с отражением расстановки трансформаторов тока и конкретного набора устройств релейной защиты.

Известно, что повреждаемость линий значительно превышает таковую для оборудования подстанций. В общей сумме перерывов электроснабжения доминирует составляющая, обусловленная отказами линий. По оценкам, полученным в /3, 12 / от 60% до 90% и более. Но необходимо отметить, что такая ситуация характерна для сетей 110, 220 и иногда 330 кВ. Как отмечается в /4/ в сетях 750 кВ существенно сказываются отказы оборудования на конечных подстанциях, ложные или избыточные действия РЗА и ошибки эксплуатационного персонала. Это связано со значительно меньшей повреждаемостью ВЛ СВН.

В /3/ выполнены уточненные расчеты схем ПС-1, ПС-2 и ПС-3, скорректированы расчетные формулы, приведены результаты расчетов, которые достаточно хорошо согласуются с результатами (см. табл. 1-1). Полученные результаты выявляют явное преимущество схемы ПС-3 (схема квадрата). Дополнительно отмечается, что:

1) в схеме квадрата при повреждении на шинах транзит не нарушается,

2) вероятность отказа выключателя может быть значительно снижена, так как эта схема позволяет в любое время производить опробывания выключателя без ее изменения.

Далее в /3/ проведены аналогичные расчеты надежности для главных схем мощных узловых подстанций. Для иллюстрации приведем пример расчета показателей надежности полуторной схемы с шестью отходящими линиями и двумя автотрансформаторами для случая отключения двух линий ($U = 330$ кВ, $l = 200$ км). Особенностью рассматриваемой схемы является парных линейных цепочек. В /3/ принимается, что отключение линий в этой схеме имеет место по следующим причинам:

1) отказ среднего выключателя линейных цепочек в неподвижном состоянии — $\lambda_{вн} k_{ср}$, где $k_{ср}$ — число средних выключателей в линейных цепочках;

2) отказ в срабатывании среднего выключателя при любом повреждении на линии — $2\lambda_{л}\lambda_{вс}k_{ср}$;

3) совпадение устойчивого повреждения на одной из отходящих линий парной линейной цепочки с ревизией выключателей I или II ряда — $4\lambda_{лч}K$,

4) отказ выключателя при повреждении на линии с одновременной ревизией среднего выключателя — $2\lambda_{л}\lambda_{вс}(k_{ср}-2)K$.

При $\lambda_{вс} = 0,05$ и $K = 0,02$ частота (точнее, параметр потока) отключения двух линий оказался равным $0,4$ 1/Г. Таким образом, надежность этой схемы столь невелика, что свидетельствует о нежелательности присоединения в полуторной схеме линейных парных цепочек.

В /3/ также показано, что схема шины-трансформатор более экономична, чем полуторная схема, а ее надежность, как показали расчеты, значительно выше.

Попытка получения расчетных формул для определения надежности главных схем электрических соединений блочных электростанций была выполнена в 1967 г. Ф.И.Синьчуговым /6/. В качестве основных критериев надежности было принято "вероятное число случаев":

- аварийной потери одного и более энергоблоков,
- аварийной потери двух и более энергоблоков,

- аварийной потери одной и более линий электропередачи,
- аварийной потери двух линий одной цепи транзита,
- аварийного разрыва двухцепного транзита,
- аварийного погашения секции (системы шин).

Расчетные формулы получены с учетом основных законов теории вероятности. Выведенные формулы упрощены, так как для практических расчетов достаточно оценка вероятности возникновения расчетного аварийного режима с точностью до 0,001.

Исходные данные в /6/ принимались по имеющимся в то время количественным оценкам "удельной повреждаемости" различных видов энергетического оборудования (число аварийных отключений в год на один элемент оборудования):

$P_{БЛ}$ - энергоблоков, $P_{ЛТ}$ - автотрансформаторов связи, - линий электропередачи, $P_{В}$ - удельная повреждаемость выключателей без учета его отказа при отключении к.з. Кроме того вероятностью $q_{В}$ характеризовалась возможность развития аварии из-за отказа выключателя в требуемом срабатывании. Для упрощения расчетных формул и облегчения пользования ими введены следующие обозначения:

$v_{ЭЛ}$ - вероятное число повреждений элемента энергетического оборудования,

$v_{пр.В}$ - вероятное число повреждений на присоединении, подключенном к данной секции (системе шин) через выключатель, приводящих к погашению данной секции (системы шин);

$v_{пр.Р}$ - вероятное число повреждений на присоединении, подключенном к секции (системе шин) через разъединитель, приводящих к погашению данной секции (системы шин);

- $v_{св}$ - вероятное число повреждений или отказов в отключении секционного (шиносоединительного) выключателя, приводящих к погашению секции (системы шин)

- $v_{с}$ - вероятное число погашений секции (системы шин).

Функционирование схемы рассматривается в нормальном режиме и расчетных ремонтных. Суммарное вероятное число случаев возникновения аварийного режима для данного РУ подсчитывается

по формуле

$$C_{\Sigma\lambda} = \sum_1^{n_{\Sigma\lambda}} [(1-\tau_p) C_{\Sigma\lambda}^H + \tau_p C_{\Sigma\lambda}^P],$$

здесь τ_p — продолжительность исследуемого ремонтного режима, индексы "н" и "р" ($C_{\Sigma\lambda}^H$, $C_{\Sigma\lambda}^P$) соответствуют нормальному и ремонтным режимам, $C_{\Sigma\lambda}^{(i)} = f(v_{\Sigma\lambda}, \dots, v_c)$.

Проведенные в /6/ расчеты привели к выводам которые частично корреспондируют с выводами, полученными в /3/.

Приведем некоторые из них:

1. Схему с двумя рабочими и третьей обходной системами шин с одним выключателем на цепь, как правило не следует применять для РУ блочных электростанций, как неэкономичную и не обеспечивающую необходимый уровень надежности.

2. Схему с четырехугольниками, объединенными двумя перемычками с выключателями в перемычках можно рекомендовать для применения в РУ с числом энергоблоков и линий электропередачи не более четырех.

Были получены следующие количественные оценки показателей надежности. В схеме с двумя рабочими и третьей обходной системами шин, с одним выключателем на цепь из-за присущих ей недостатков вероятное число потери двух энергоблоков и двух линий одной цепи транзита получается достаточно высокой — один раз в 7–14 лет. Применение этой схемы без секционирования рабочих систем шин недопустимо, так как в этом случае возрастает вероятность аварийной потери энергоблоков (1 раз в 1,5–3 года) и не исключает возможность полного поташения РУ (1 раз в 25–50 лет).

Однако полуторная схема в /6/ оценивается более надежной, чем схема с четырехугольниками, объединенными двумя перемычками (с выключателями в них). Отмечается, что в полуторной схеме практически исключается возможность аварийной потери двух линий одной цепи транзита (1 раз в 70 лет), а вероятность потери двух энергоблоков в худшем случае в 2,5–3 раза меньше, чем для схемы четырехугольников, объединенных двумя перемычками с выключателями. Эти результаты не согласуются с результатами, полученными в /3/.

Следует отметить, что автор /6/ не прав. В его статье даже не приводится расчетная формула для схемы четырехугольника для случая потери двух блоков, вероятность потери двух линий для обеих схем в таблице 1 в /6/ оценивается одинаково-менее 0,001. Таким образом, можно прийти к заключению, что указанный в /6/ вывод является некорректным.

В /2/ сделана попытка получения расчетных формул для двух конкретных случаев: погашение одной системы (секции) сборных шин подстанции и одновременное погашение обеих систем сборных шин. В этой работе используется более корректная чем в предыдущих работах терминология, а для расчетов используются показатели надежности элементов подстанций, полученные самим автором на основе сбора и обработки большого статистического материала,

Учитываются следующие основные причины погашения одной системы (секции) шин:

1) повреждение непосредственно системы (секции) шин в результате перекрытия или разрушения изоляции, обрывов спусков, повреждения измерительных трансформаторов и разъединителей.

2) повреждение присоединенных к шинам выключателей, приводящие к развитию аварии;

3) ошибки персонала при проведении оперативных переключений,

4) неправильная работа РЗ сборных шин.

Исследование зависимости параметра потока отказов (погашений) секции шин ($\lambda_{ш}^{(1)}$) от указанных выше причин (факторов) позволило автору /2/ предложить следующую линейную зависимость

$$\lambda_{ш}^{(1)} = a_1 + a_2 n_T^c + a_3 n_A^c + a_4 \sum_i l_i^c, \quad (2)$$

где: a_1 - параметр потока отказов секции шин, обусловленный неправильными действиями РЗ, повреждением с развитием аварии шиносоединительного (секционного) выключателя;

a_2 - параметр, обусловленный отказами с развитием аварии трансформаторных выключателей; a_3 - параметр, обусловленный развитием аварии в статическом состоянии и ошибок персонала при оперативных переключениях; a_4 - параметр, обусловленный отказами с развитием линейных выключателей при коротких замыканиях на ВЛ, n_T^c - количество трансформаторов на секции, n_A^c - количество ВЛ, ℓ - протяженность i -ой ВЛ.

Принимается, что к одновременному погашению обеих систем (секций) шин приводят следующие ситуации:

- 1) аварийное отключение одной системы во время аварийного или планового ремонта другой ($\lambda_{ш1}^{(2)}$),
- 2) повреждение одной системы шин с развитием аварии,
- 3) повреждение шиносоединительного выключателя с развитием аварии на обе системы шин,
- 4) ошибки персонала,
- 5) неправильная работа релейной защиты шин, приводящая к полному погашению РУ.

Параметр потока отказов обеих систем секций шин определяется по формуле, аналогичной (2)

$$\lambda_{ш}^{(2)} = v_1 + v_2 n_T + v_3 n_A + v_4 \sum_i \ell_i + \lambda_{ш1}^{(2)},$$

где коэффициенты v_i имеют тот же смысл, что и коэффициенты a_i в формуле (2), n_T и n_A - общее число трансформаторов и линий.

Анализ надежности был проведен для следующих схем РУ 35-500 кВ:

- две системы шин с обходной и одним выключателем на присоединение,
- одна секционированная система шин с обходной,
- одна секционированная система шин без обходной,
- две системы шин с двумя выключателями на присоединения,
- полуторная схема.

Анализируя рассматриваемый подход прежде всего следует сказать, что он в большей степени ориентирован на первые три типа схем РУ, указанных выше, и в меньшей степени отвечает особенностям двух последних схем.

Выбор расчетных ситуаций целесообразен для потребительских подстанций, когда необходимо определять перерывы электроснабжения потребителей. Две последние схемы обычно применяются для РУ станций и системных узловых подстанций, где расчетными ситуациями являются потери блока (блоков), линии (линий). Для этих схем вероятность полного погашения подстанции весьма мала. Некоторые результаты представленные в /2/ для случаев полного погашения подстанций вызывают сомнение. Так параметр потока полного погашения подстанции 500 кВ с РУ, выполненным по полуторной схеме, равен 0,03 1/Г. Кроме того почему-то в формуле для его определения отсутствует оставляющая, связанная с ВЛ.

Другой разновидностью аналитического подхода явился так называемый метод блок-схем /7/. Метод основан на замене реальной схемы некоторой эквивалентной относительно некоторой исследуемой точки, надежность которой анализируется. Обычно эти блок-схемы состоят из параллельно-последовательных включенных элементов. В этих случаях в расчете используется хорошо известные или легко формируемые расчетные выражения, учитывающие наложение аварийных отказов элементов и наложения аварийных отключений на плановые. В /5/ вместо термина "блок-схема" используется термин диаграмма надежности. Там составлены диаграммы надежности для схемы с двумя системами шин и полуторной.

На рис.1-2 в качестве примера приведена диаграмма надежности для случая полного погашения подстанции. На ней знаком (✓) отмечены элементы, отказы которых не приводят к развитию аварии, а знаком (!) элементы, отказы которых приводят к развитию аварии.

Данный метод расчета не получил широкого распространения и не дал чего-либо рационального для дальнейшего развития методов расчета надежности. Основной его недостаток состоит в том, что, как хорошо известно из теории надежности, нельзя сформировать одну эквивалентную схему, в которой бы одновременно учитывались бы отказы типа "к.з." и типа "разрыв". Кроме того для каждой расчетной отказовой ситуации необходимо составлять свою диаграмму надежности.

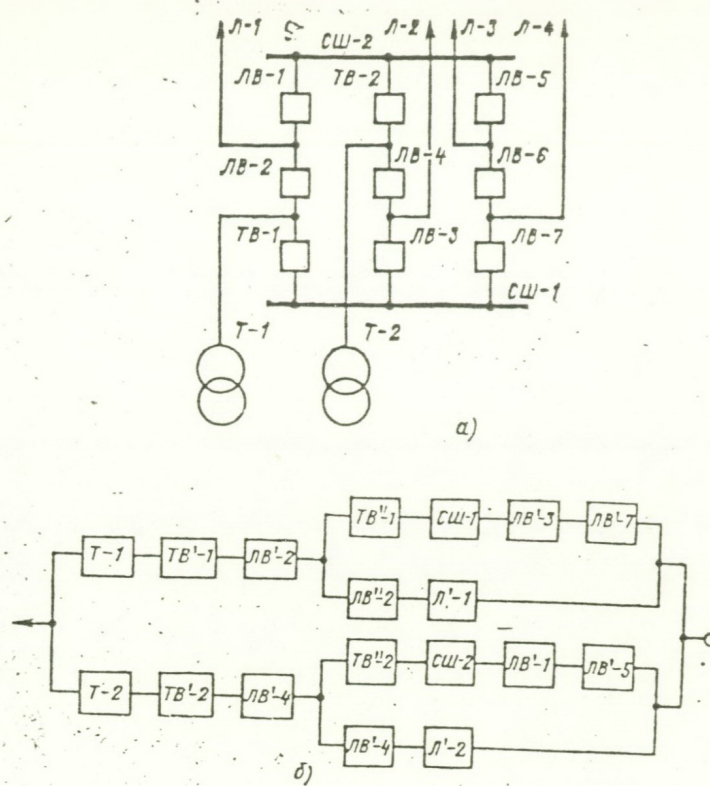


Рис. I-2. Полуторная схема: а) принципиальная схема ОРУ, б) диаграмма надежности

Наиболее плодотворным для дальнейшего развития оказался табличный метод расчета надежности схем РУ подстанций, предложенный в 1970г. Таривердиевым В.Д. (СЗО, Энергосетьпроект) /8/. Там изложены основные исходные предпосылки автора, которые сводятся к следующему.

В зависимости от конфигурации первичной схемы количество отключающихся в аварийном режиме линий и трансформаторов превышает число их отключений вследствие собственной повреждаемости.

Задача табличного метода расчета сводится к определению количества отключающихся исправных линий и трансформаторов в аварийном режиме по причине конфигурации схемы подстанции.

Известные методы расчета поставленную задачу решают путем составления многочисленных и сугубо индивидуальных формул. Предлагаемый метод расчета имеет универсальный ход решения для всех первичных схем подстанций.

На основе табличного метода В.Д.Таривердиева в ЛПИ была разработана методика, позволяющая выполнять таблично-логический расчет надежности /3/, где кстати и сам метод В.Д.Таривердиева изложен более ясно и систематичнее.

Методика не содержит готовых формул для расчета надежности различных схем, позволяет учитывать инженерный опыт проектировщика, конкретные условия рассматриваемой станции шин подстанции, нестационарность потока повреждений, отказы устройств РЗА и развитие аварий, плановые и аварийные ремонты оборудования.

Порядок расчета следующий:

1. Задается расчетное время t_p , исходя из предполагаемого срока существования рассматриваемой схемы электрических соединений.

2. Задаются расчетные режимы работы части системы, надежность схемы электрических соединений которой оценивается, и их относительная длительность q_j . Эти режимы отличаются составом работающего оборудования и его повреждаемостью. Количество расчетных режимов должно быть минимальным и включать только режимы, существенно отличные от других в смысле надежности.

ти. Так, кроме ремонтных режимов могут отдельно рассматриваться периоды гололеда и грозы в течении года.

Относительная длительность каждого режима

$$q_j = \tau_j / \tau_p,$$

где τ_j — длительность j -го режима (4) определяется по средним продолжительностям плановых и аварийных ремонтов и длительности гроз и гололеда.

Относительная длительность нормального режима может быть найдена как

$$q_0 = 1 - \sum_{j=1}^m q_j.$$

3. Определяются расчетные события $i1, i2, \dots, in$, приводящие к авариям. Расчетными событиями являются отказы и повреждения элементов схемы. По данным статистически задаются значениями интенсивностей отказа (параметров потока отказов).

4. Выбираются расчетные виды аварий k для рассматриваемой части системы: погашение потребителей, нарушения транзитов электроэнергии и потери определенной части располагаемой мощности, приводящие к работе автоматов частотной разгрузки или потребителю ограничению.

5. Составляется таблица расчетных связей событий, аварий и режимов, в которой записывается, какие повреждения и отказы каких элементов к какой аварии приводят в каждом из режимов. Таблица расчетных связей представляет собой матрицу с числом элементов $(m+1) \times n$. В каждой клетке матрицы помещается номер (обозначение) k -й аварии, к которой приводит отказ i -го элемента в j -м режиме.

6. Составляются таблицы развития аварий при поврежденных i -го элемента в каждом j -м режиме в случае отказа релейной защиты S -го элемента, ложного действия защиты остальных элементов ($S \neq i$) и отказа коммутационной аппаратуры при отключении поврежденного i -го элемента, а также УРОВ и АВР.

Таблицы развития аварий представляют собой квадратные матрицы с числом элементов $n \times n$. В каждой клетке такой матрицы (общее число матриц равно $m + 1$) помещается номер (обозначение) k -й аварии, к которой приводит отказ защиты шин автоматики S -го элемента (аппарата) при повреждении i -го элемента.

7. Среднее число аварий k -го вида определяется по формуле

$$a_k = \tau_p \sum_{j=0}^n \sum_{i=1}^n q_j (\lambda_{ij} x_{ij}^k + \lambda_{ij} S_{ijs}^k q_{si}), \quad (2)$$

где $x_{ij} = 1$, если в таблице расчетных связей на пересечении i -й строки и j -го столбца находится номер k ;

$x_{ij}^k = 0$ в остальных случаях;

$S_{ijs}^k = 1$, если в таблице развития аварий в j -м режиме на пересечении i -й строки и j -го столбца находится номер k , $S_{ijs}^k = 0$ во всех остальных случаях;

λ_{ij} — интенсивность отказов (повреждений) i -го элемента в j -м режиме, включая ложные отключения от защиты и ошибочные отключения персоналом (ложные и ошибочные отключения можно вводить и отдельными λ_{ij} в случае необходимости, например, ^{для} более точного учета времени восстановления);

q_{si} — вероятность отказа устройства РЗА S -го элемента при повреждении i -го (отказ защиты в срабатывании и в несрабатывании, отказ УРОВ, отказ АВР).

К отказам выключателей относят и их отказы при отключении к.з. на присоединениях. Это обычно отражено в удельной повреждаемости выключателей и соответственно в величине интенсивности отказов для выключателей. Поэтому в матрице развития аварий отказы выключателей можно не учитывать.

8. Среднее время восстановления нормального режима работы (электроснабжения потребителей или выдачи мощности) после k -ой аварии определяется по формуле

$$T_{в.ср k} = \frac{t_p}{\alpha_k} \left[\sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n q_i (\lambda_{ij} x_{ij}^k T_{Bij} + \lambda_{ij} s_{ij}^k p_{si} T_{Bisj}) \right] \quad (3)$$

где T_{Bij} - время восстановления нормальной работы при повреждении i -го элемента в j -м режиме (производство переключений, замена, ремонт); T_{Bisj} - время восстановления нормальной работы при повреждении i -го элемента в j -м режиме и развитии аварии из-за отказа РЗА s -го элемента, чаще всего связано с оперативными переключениями.

9. Расчеты выполняются для всех сравниваемых вариантов. Выбор оптимального варианта осуществляется путем минимизации функции приведенных затрат или экспертным путем.

В /5/ рассмотрено применение обобщенной методики на примере. Для первой очереди ГРЭС с двумя блоками по 500 МВт из нескольких рассмотренных вариантов были выбраны две схемы: многоугольник и двойной мостик, приведенные на рис. 1-3 и 3-4. В рассматриваемой системе погашение всей станции приводит к дефициту мощности примерно 300 МВт. Поэтому сравниваемые схемы должны быть проанализированы с точки зрения вероятности появления такой аварии. Другой аварией, равносильной по тяжести, является отклонение двух ВЛ к подстанции I. Как показывает анализ, передать в этом случае недостающую мощность от нашей ГРЭС к подстанции I по другим линиям через подстанцию 2 не представляется возможным. Дефицит мощности в системе в этом режиме также оценивается величиной около 300 МВт. Кроме этих возможны и другие аварии.

Расчетным временем является срок до ввода второй очереди - четыре года ($t_p = 4$). Расчетными режимами будут: ремонты блоков 1,2; ремонты линий 3,4,5; ремонты выключателей 6,7,8,9, 10 и нормальный режим (без ремонтов).

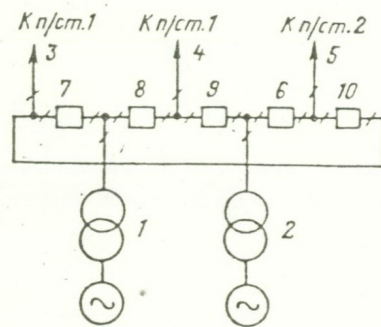


Рис. 1-3. Схема многоугольника.

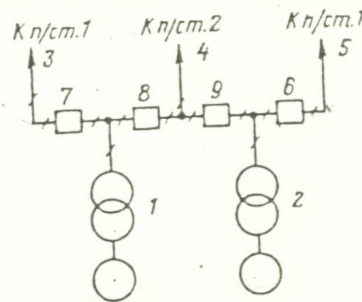


Рис. 1-4. Схема двойного мостика.

Таблица 1-2
Расчетные связи для схемы рис. 1-3

i	Номера аварий k при режимах										
	j0	j1	j2	j3	j4	j5	j6	j7	j8	j9	j10
1	1	—	8	5	5	4	7	7	1	5	5
2	1	8	—	5	5	4	4	7	5	1	4
3	2	5	5	—	9	6	6	2	5	2	2
4	2	5	5	9	—	6	5	5	5	2	2
5	3	4	4	6	6	—	3	6	3	4	3
6	4	8	4	7	7	4	—	7	7	4	4
7	5	5	8	5	9	7	7	—	5	9	5
8	5	5	8	9	5	7	10	7	—	5	9
9	5	8	5	9	5	7	5	10	5	—	7
10	6	7	7	6	10	6	6	6	7	7	—

Здесь аварии

Таблица 1-3
Развитие аварии в схеме рис. 1-3 в нормальном режиме (j0)

i	Номера аварий k при отказах защиты 5-го элемента									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	9	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	—	7	—	—	—	—	—	—	—	—
3	—	—	7	—	—	—	—	—	—	—
4	—	—	—	10	—	—	—	—	—	—
5	—	—	—	—	7	—	—	—	—	—
6	—	—	—	—	—	—	—	—	7	7
7	—	—	—	—	—	—	—	9	—	7
8	—	—	—	—	—	—	9	—	10	—
9	—	—	—	—	—	7	—	10	—	—
10	—	—	—	—	—	7	7	—	—	—

Примем следующие значения интенсивностей отказов элементов схемы λ_i (1/год), независимые от режимов:

для $i1, i2$ - блок генератор - трансформатор 330 кВ,
 $\lambda_i = 0,25$;

для $i3 - i5$ - линия 330 кВ (100 км длины, устойчивые повреждения), $\lambda_i = 0,5$;

для $i6 - i10$ - воздушные выключатели 330 кВ, $\lambda_i = 0,04$.

Значение q_j рассчитаем следующим образом:
 для $i1, i2$.

$$q_j = \frac{0,25 \cdot 600 + 600}{8760} = \frac{750}{8760} = 0,0856;$$

для $j3 - j5$

$$q_j = \frac{0,5 \cdot 15 + 140}{8760} = \frac{147,5}{8760} = 0,0168;$$

для $j6 - j10$

$$q_j = \frac{0,04 \cdot 100 + 175}{8760} = \frac{179}{8760} = 0,0205;$$

для $j0$ $q_0 = 1 - \sum q_j = 0,6759$ при схеме на рис.

I-3, $q_0 = 0,6964$ при схеме на рис. I-4.

Рассмотрим все возможные аварии в схеме рис. I-3 сначала без отказов РЗА. Составим таблицу расчетных связей для событий режимов и аварий (таб. I-2). Виды аварий будем определять и нумеровать последовательно, начиная с режима $j0$ и событий $i1$:

$k1$, потери блока;

$k2$, потери одной линии из числа идущих на подстанцию I;

$k3$, потери линии, идущей на подстанцию 2;

- k_4 , потери блока и линии, идущей на подстанцию 2;
- k_5 , потеря блока и линии, идущей на подстанцию I;
- k_6 , потери одной линии из числа идущих на подстанцию I и линий идущей на подстанцию 2;
- k_7 , потери одной линии, идущей на подстанцию I, линии на подстанцию I и одного блока;
- k_8 , потеря второго блока (при ремонтах одного);
- k_9 , потеря связи с подстанцией I;
- k_{10} , погашение ОРУ 330 кВ.

Составим таблицу развития аварий из-за отказов устройства РЗА в нормальном режиме ($j=0$) для схемы на рис 1.3 (табл. 1.3). Учтем отказы защиты элементов 1,2,3,4,5 и отказов УРОВ при авариях на смежных выключателях для элементов 6,7,8,9,10. Величины q_{ij} вероятностей отказа защиты при одном срабатывании примем равным 0,0005, и вероятностей q_{si} отказа УРОВ — равным 0,05.

Аналогично можно заполнить таблицы для остальных режимов, но ввиду их малой длительности учет развития аварий не даст значительной составляющей в величину a_k .

По данным табл. 1-2 и 1-3 и формулам (2) (3) можно рассчитать a_k и $T_{в.ср k}$ для всех возможных десяти аварий. Ограничимся вычислениями для трех важнейших в нашей задаче аварий, связанных с дефицитом мощности в системе (k_8, k_9, k_{10}).

Примем следующие значения времени восстановления после аварий.

1) При аварии одного блока во время ремонта второго восстанавливается в первую очередь тот блок, ремонт которого требует меньшего времени. Поэтому принимаем время восстановления равным половине времени восстановления блока:

$$T_{B12} = T_{B21} = 300 \text{ ч.}$$

2) При аварии выключателя во время ремонта блока время восстановления равно времени оперативных переключений:

$$T_{Bi1} = T_{Bi2} = 1/6 \text{ ч} = 10 \text{ мин} \quad (i = 6, 7, 8, 9, 10).$$

3) При аварии одного блока во время ремонта линии или выключателя время восстановления равно времени оперативных переключений (отсоединение поврежденного блока):

$$T_{Bi1} = T_{Bi2} = 1/6 \text{ ч} = 10 \text{ мин} \quad (i = 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10)$$

4) При аварии на линии во время ремонта другой линии скорее всего будет включена линия, находящаяся в ремонте до аварии. Поэтому принимаем время восстановления равным половине времени восстановления линии:

$$T_{B34} = T_{B43} = T_{B54} = T_{B45} = T_{B53} = T_{B35} = 7,5 \text{ ч.}$$

5) При аварии на линии во время ремонта выключателя, не позволяющего включить вторую линию, время восстановления равно времени ремонта линии:

$$T_{B36} = T_{B57} = 15 \text{ ч.}$$

6) При аварии на выключатели одной линии во время ремонта другой линии (схема рис. I-4) время восстановления равно половине времени ремонта линии:

$$T_{B63} = T_{B75} = 7,5 \text{ ч.}$$

7) При аварии на выключателе одной линии во время ремонта выключателя другой линии (схема на рис. I-4) время восстановления равно половине времени ремонта выключателя:

$$T_{B67} = T_{B76} = 50 \text{ ч.}$$

8) При всех других авариях, связанных с отказами и повреждениями выключателей, время восстановления принимается равным времени оперативных переключений (примерно 10-15 мин).

Для схемы рис. I-3 получим:

при k_8

$$a_8/t_p = \lambda_1 q_2 + \lambda_2 q_1 + \lambda_6 q_1 + \lambda_4 q_1 + \lambda_7 q_2 + \lambda_8 q_2;$$

$$a_8 = 0,226;$$

$$\frac{a_8 T_{в.ср8}}{t_p} = \lambda_1 q_1 T_{в2} + \lambda_2 q_1 T_{в21} + \lambda_6 q_1 T_{в61} + \\ + \lambda_7 q_2 T_{в72} + \lambda_9 q_1 T_{в91} + \lambda_8 q_2 T_{в82};$$

Таблица I-4

Показатели надежности для схем ГРЭС

Показатели	Многоугольник (рис. 1-3)	Двойной мостик (рис. 1-4)
a_8	0,2260	0,1990
$T_{в.ср8}, ч$	227	258
a_9	0,0924	0,2350
$T_{в.ср9}, ч$	5,5	8,88
a_{10}	0,0268	0,0574
$T_{в.ср10}, мин.$	10 - 15	10 - 15
$a_8 + a_9 + a_{10}$	0,3452	0,4914
$T_{в.ср}, ч$	148	109

$$T_{в.ср8} = 227 ч.$$

при k_9 .

$$a_9/t_p = \lambda_3 q_4 + \lambda_4 q_3 + \lambda_7 q_4 + \lambda_7 q_9 + \lambda_8 q_{10} + \lambda_8 q_3 + \\ \lambda_9 q_3 + q_0 \lambda_1 q_{11} + q_0 \lambda_8 q_{98} + q_0 \lambda_9 q_{89};$$

$$a_9 = 0,0924;$$

$$\frac{a_9 T_{B.c.p.9}}{t_p} = \lambda_3 q_4 T_{B34} + \lambda_4 q_3 T_{B43} + \lambda_7 q_4 T_{B74} +$$

$$+ \lambda_7 q_9 T_{B79} + \lambda_8 q_3 T_{B83} + \lambda_8 q_{10} T_{B810} + \lambda_9 q_3 T_{B93} +$$

$$+ q_0 \lambda_1 q_{11} T_{B11} + q_0 \lambda_8 q_{98} T_{B98} + q_0 \lambda_9 q_{89} T_{B89} ;$$

при k_{10} $T_{B.c.p.9} = 5,5 \text{ ч.}$

$$\frac{a_{10}}{t_p} = \lambda_8 q_6 + \lambda_9 q_7 + \lambda_{10} q_4 + q_0 (\lambda_4 q_{44} + \lambda_9 q_{89} + \lambda_8 q_{98}) ;$$

$$a_{10} = 0,0268 .$$

$T_{B.c.p.10} = 10 - 15$ мин, так как при погашениях ОРУ 330кВ восстановление производится путем оперативных переключений.

Расчеты для схем на рис. 1-4 выполняются аналогично. Результаты расчетов для обеих схем приведены в табл. I-4.

Данные табл. 1-4 показывают, что средние числа аварий с дефицитом мощности (k_8, k_9, k_{10}) у схемы по рис. I-4 несколько выше.

В следующем разделе отчета приводится вариант таблично-логического подхода к расчету, который ориентирован на применение ЭВМ.

В /12/ на основе табличного метода В.Д.Таривердиева были проведены расчеты показателей надежности для случаев отключения генераторов, разрывов связей для электрической станции, имеющей два блока, РУ, выполненное по полуторной схеме, три отходящих линии и трансформатор связи - таким образом полуторная схема имела три цепочки.

Эти расчеты примечательны тем, что проведены они были для двух вариантов допущений, а именно при использовании упрощенной модели отказов выключателя и при использовании полной модели отказов выключателя.

В упрощенной модели выключателя учитывались два вида отказов — внезапный, когда отключаются все выключатели, смежные с отказавшим и обнаруживаемые при обходах и осмотрах и требующие лишь вывода выключателя во внеплановый ремонт. В этом случае для расчета требуется составление лишь одной таблицы.

При использовании полной модели отказов выключателей учитываются все виды отказов, которые могут оказать влияние на принятие решения по выбору схемы РУ в проектной постановке или при проверке допустимости работы основной сети в процессе эксплуатации. Полная модель дает возможность учета увеличения длительности к.з. при действии УРОВ. Увеличение длительности к.з. во многих случаях может привести к нарушению устойчивости или действию противоаварийной автоматики для предотвращения нарушения устойчивости и по мнению автора это должно учитываться при оценке РУ станций и подстанций системообразующих сетей.

Полная модель включала следующие отказы выключателя:

- отказ в статическом состоянии типа к.з. в одну сторону, а именно в сторону сборных шин ($\lambda_{ст1}$), типа к.з. в две стороны в схемах с многократным присоединением элементов, а также для секционных и шиносоединительных выключателей ($\lambda_{ст2}$);
- отказ при оперативных переключениях типа к.з. в одну ($\lambda_{оп1}$) или две ($\lambda_{оп2}$) в зависимости от вида схемы РУ;
- отказ в срабатывании при автоматическом отключении поврежденных элементов ($q_{ав}$);
- тоже, но при развитии отказов в РУ (q_p).

Приведенные отказы можно характеризовать суммарными потоками отказов в статическом состоянии и при оперативных переключениях

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{стi} + q_{опi} \omega_{оп}$$

и общей частотой отказов в срабатывании

$$\lambda_{ав} = q_{ав} \sum_{i=1}^n \left(1 + \alpha_i \frac{1}{k_{Ai}}\right) \lambda_{эAi}, \quad (6)$$

где k_{Ai} — доля неуспешных действий АПВ, α_i — показатель наличия АПВ ($\alpha_i = 0$ при отсутствии АПВ, $\alpha_i = 1$ в против-

ном случае), $\lambda_{\pi i}$ — параметр потока устойчивых отказов элемента i , n — количество элементов присоединенных к выключателю. В качестве последних в большинстве случаев можно рассматривать лишь линии электропередачи.

В этом втором расчете аварийные ситуации дифференцируются по длительности к.з.

Отказы выключателей в статическом состоянии и при оперативных переключениях отключаются смежными выключателями. При этом срабатывает дифференциальная защита и длительность к.з. может приниматься равной нормативной t_H . Если эти виды отказов сопровождаются отказами любого из смежных выключателей, то она будет равна $t_H + t_{УРОВ}$, где $t_{УРОВ}$ — добавка, обусловленная работой УРОВ. При отказах элементов с последующим каскадным отказом двух выключателей дают наибольшую длительность к.з. — $t_H + 2t_{УРОВ}$.

Расчет требует заполнения четырех таблиц: двух для нормального и двух для ремонтных режимов. В первой отражаются отказы выключателей (λ_{Σ}) с развитием отказа поочередно на каждый из смежных с ними выключателей, приводящих к к.з. с длительностью $t_{УРОВ}$. Во второй рассматриваются отказы линейных выключателей (λ_{ab}) с последующим отказом каждого из смежных с ним выключателей в сторону противоположную линейному присоединению, что приводит к длительности $t_H + t_{УРОВ}$.

Аналогичные две таблицы составляются для ремонтных режимов для отказов (λ_{Σ}) и (λ_{ab}). Длительности к.з. при этом равны соответственно t_H и $t_H + t_{УРОВ}$.

Расчеты по второму варианту показывают, что использование полной модели выключателя существенно влияет на получаемые результаты. Так для ситуации (потеря двух линий) в первом варианте $\lambda_1 = 0,0014$ 1/г, то второй дает следующий результат, имеющий три составляющие с длительностями t_H , $t_H + t_{УРОВ}$ и $t_H + 2t_{УРОВ}$, а именно

$$\lambda_2 = 0,0024 + 0,0052 + 0,0012 = 0,0088 \text{ 1/г,}$$

т.е. более чем 6 раз превосходит предыдущий.

Проведенные расчеты по /11/ указывают на значимость учета полной модели выключателя при анализе надежности такого типа схем РУ. Однако не следует забывать, что в первом варианте не учитывались отказы выключателя в статическом состоянии. Если бы такой учет был сделан, то разница в результатах, повидимому, не была бы такой значимой. Можно сказать, что первый вариант использует слишком упрощенную модель выключателя.

Кроме того вызывает сомнение правильность формулы (6) для определения показателя λ_{ab} . Для простоты рассуждений примем $n=1$. Коэффициент k_4 можно выразить через отношение устойчивых отказов линии ($\lambda_{эл}$) к полному (с учетом неустойчивых) параметру потока отказов линии ($\lambda_{эл\pi} = \lambda_{эл} + \lambda_{эл}^n$). Тогда формулу (6) можно представить в следующем виде

$$\lambda_{ab} = a_{ab} (1 + 1 (\lambda_{эл} / \lambda_{эл\pi}) \lambda_{эл} = a_{ab} (\lambda_{эл} + \lambda_{эл\pi}),$$

откуда видно, что устойчивые повреждения учтены в показателе λ_{ab} дважды. Как известно влияние линий на надежность подстанций существенно. Отсюда ясно, что выявленный "двойной счет" также приводит к существенной погрешности в представленных в /12/ результатах. Поэтому окончательные мнения о том, что использование ^{полной} модели выключателя может привести к указанным выше выводам по крайней мере не совсем очевидно.

1.2. Методики, ориентированные на применение ЭВМ.

Составление таблиц вручную и экспертная идентификация аварийных ситуаций для больших расчетных схем является весьма трудоемкой операцией и что, самое главное – сопряженной с большой вероятностью ошибок. Возникла необходимость автоматизации процессов расчета на основе таблично-логического метода анализа.

Такая работа была проведена наиболее систематизированным образом в ЛПИ /9/ и Азербайджанском институте нефти и химии им.М.Азизбекова /10/. Автоматизация потребовала создания специальных способов описания схем электрических соединений и

идентификации аварий. В /9/ схема электрических соединений описывается с помощью матрицы B , описывающей связи всех выключателей с парами связываемых ими узлов. Матрица B имеет 4 столбца, которые представляют последовательную запись номера выключателя, номеров узлов с обеих сторон выключателя и далее его состояние: 0 – отключен, 1 – включен.

Множество состояний схемы образуется как прямое произведение множеств

$$E = E_0 \times D \times G \times P \times R,$$

где E_0 – множество состояний, предшествующих аварии или ремонту, D – множество событий повреждений или отказов,

G – множество событий срабатывания или несрабатывания устройств РЗА и выключателей; P – множество событий, связанных с действиями персонала; R – множество состояний связанных с проведением аварийных и плановых ремонтов. Каждый элемент множества E представляет конъюнкцию $e; \wedge d_i; \wedge g_s; \wedge p_u; \wedge z_v$, которая отражает нормальное или ремонтное или аварийное состояние главной схемы по отношению к самой станции (подстанции) и энергосистеме. Конъюнкции совместных с процедурой проверки схемы на связанность позволяют идентифицировать аварийные ситуации.

Ниже дается краткое описание алгоритма и программы расчета по /9/ и /II/.

Нормальная локализация повреждений элементов узлов главной схемы, в том числе короткие замыкания в ячейке выключателя моделируются "отключением" всех примыкающих к этому узлу (или выключателю) выключателей путем трансформации матрицы связности B . В матрице B для схемы с m ветвями (выключателями) и

n узлами записываются номера узлов, являющихся граничными для каждой из ветвей. Большой номер записывается во втором столбце, а меньший в первом. Число строк матрицы B равно m , число столбцов – двум, номер строки совпадает с номером ветви. Отключение какого-либо выключателя отражается на матрице введением нулей в соответствующую строку.

При неавтоматическом отключении выключателя, например, для вывода в ремонт элементов схемы, необходимо "отключить" и оставшиеся не связанными с двумя узлами выключателя. Таким образом, любому стационарному состоянию схемы будет соответствовать трансформированная матрица B ; продолжительность этого состояния определяется длительностью ремонта и должна быть известна заранее.

Развитие аварии из-за отказов в отключении к.з. каждым из выключателей, участвующих в нормальной локализации, при правильной работе РЗ и УРОВ моделируется "отключением" всех выключателей, примыкающих к узлу, связанному с поврежденным элементом через выключатель. Вводятся нули в строки матрицы B , соответствующие этим выключателям. Вероятность такого развития аварии принимается равной вероятности отказа в отключении к.з. выключателем соответствующего типа.

Развитие аварии из-за одновременного отказа в отключении поврежденного узла всеми выключателями, примыкающими к нему, моделируется введением нулей в соответствующие строки матрицы B , отображающие отключение выключателей, действующих при срабатывании РЗ. Вероятность такого развития аварии принимается равной сумме произведения вероятностей отказа в отключении к.з. всех выключателей, примыкающих к узлу, и вероятности отказа срабатывания устройств РЗ узла.

Основные защиты элементов главных схем: продольная дифференциальная защита генератора (ДЗГ), продольная дифференциальная защита блока генератор-трансформатор (ДЗБ), продольная дифференциальная защита трансформаторов (ДЗТ), дифференциальная токовая защита сборных шин (ДЗШ), дифференциально-фазная (ДФЗ) и дистанционная (ДЗ) защиты линии. Условные вероятности отказа срабатывания устройств РЗ могут быть взяты по /5,9/.

Выключатели, примыкающие к системе шин, входят в зону срабатывания ДЗШ. Выключатели, примыкающие к присоединению трансформатора и не связанные с системой шин, входят в зону срабатывания ДЗБ или ДЗТ. Эти устройства РЗ и должны сработать при отказах выключателя с к.з. Моделирование правильного срабатывания в случае нормальной локализации отказов выключателей

с к.з. в их ячейках осуществляется введением нулей в соответствующие строки матрицы В. Моделирование отказов, срабатывания этих защит и отказов в отключении всех выключателей, примыкающих к отказавшему, аналогично описанному выше моделированию в случае отказа поврежденного узла.

Матрица В является образом состояния схемы. Однако этот образ не поддается прямой расшифровке, т.е. по нему нельзя сразу определить степень снижения работоспособности объекта. Более удобно представление образа состояния схемы в виде буквенно-цифрового кода, обозначающего выделившиеся (потерянные) узлы. Например, код 2ГГЛС соответствует отключению двух генераторов, одной линии и автотрансформатора связи. В некоторых случаях в кодах аварий целесообразно представить конкретные выделившиеся узлы. (Например, код ГГГЛ5 означает отключение первого и второго генераторов и пятой линии).

Конъюнкции событий и состояний ($j\lambda i$) и ($j\lambda i\lambda S$), получившие свои образы как результат моделирования в виде B_{ji} и B_{jis} , необходимо идентифицировать, т.е. определить, какой код отвечает каждому из этих образов. Вместе с кодом, в котором должны быть отражены выделившиеся узлы, необходимо определить время ликвидации этого аварийного состояния.

Идентификация кодов аварий может быть продемонстрирована на простейшей схеме (рис.1-5). В нормальном режиме при всех включенных выключателях и присоединенных узлах в случае повреждения i -го узла и нормальной локализации выделится только узел i отключением выключателей 1 и 3 (рис.1-5а) В код аварии попадает номер или код узла i .

При ремонте выключателя 2 (рис 1-5б) в случае отказа узла i и нормальной локализации выделятся узлы i и j . Если узел i — это не система шин, то узел j выделится на время оперативных переключений, связанных с отделением узла и включением выключателей 1 и 3. В том случае, если узел i — это сборные шины, узел j выделится на время, меньшее из

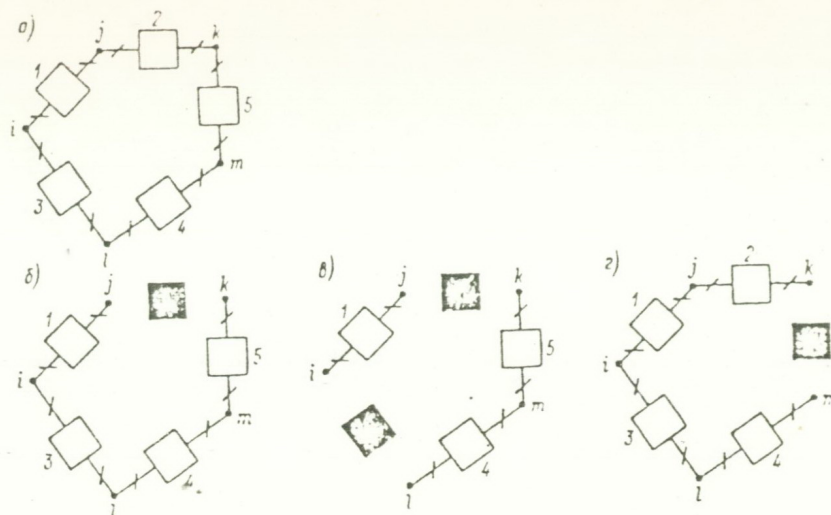


Рис. I-5. Идентификация кодов аварий

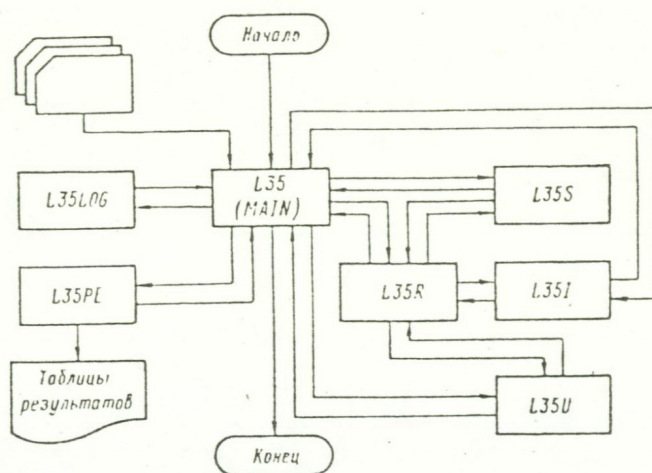


Рис. I-6. Схема функционирования комплекса программ

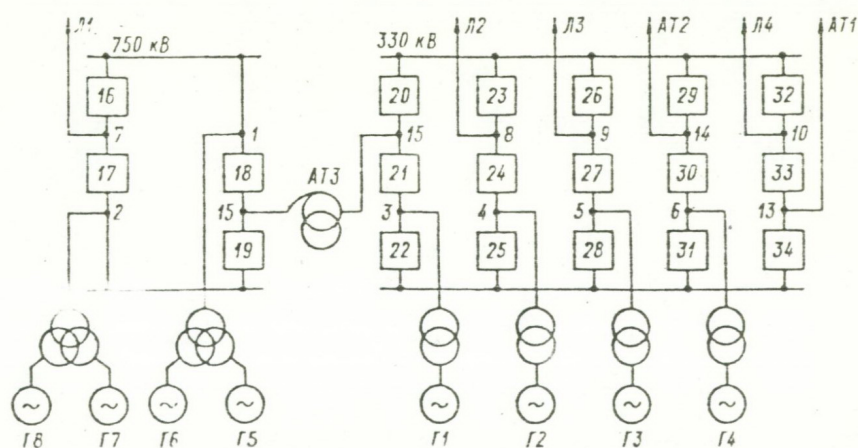


Рис I-7. Нумерация узлов расчетной схемы

двух значений: времени восстановления i -го узла τ_i и половины времени ремонта выключателя 2 ($\tau_{пл2}/2$). В ходе аварии будут присутствовать номера или коды узлов i и j .

При одновременном ремонте выключателей 2 и 3 (рис. I-5в) отказ узла i приводит к выделению узла j на время, меньшее из трех значений: времени восстановления i -го узла, половины времени ремонта выключателя 2 и половины времени ремонта выключателя 3. Предполагается, что включение j -го узла в схему будет производиться кратчайшим по времени реализацией способом.

При нормальной локализации отказа (повреждения) выключателя 4 в нормальном режиме работы (рис. I-5а) выделяются узлы l и m на время оперативных переключений. Если же узел l или m содержит генераторный блок, то время вынужденного простоя увеличится на время пуска энергоблока после его аварийного отключения.

При ремонте выключателя 5 (рис. I-5г) повреждение выключателя 4 приведет к выделению узла l на время оперативных переключений, а узла m - на время, меньшее из двух значений: времени аварийного ремонта выключателя 4 и половины времени планового ремонта выключателя 5.

При авариях из-за отказа в отключении поврежденных элементов (при конъюнкциях 3-го порядка) время восстановления можно принять равным времени оперативных переключений, если отключаются линии или трансформаторы; времени пуска после аварийного останова блоков с учетом оперативных переключений, если отключаются блоки генератор-трансформатор.

Определение кодов отключившихся узлов производится по матрицам B_{ji} и B_{jis} проверкой отсутствия номеров узлов во всех строках этих матриц.

В сформированных множествах кодов $\{k\}$ и $\{k_{o.c}\}$ следует определить те расчетные виды аварий, вероятность которых необходимо проанализировать. Расчетные виды аварий задаются с помощью множества кодов $\{k_{зад}\}$. Идентификация каждого кода k или $k_{o.c}$ означает ее отнесение к одному из заданных кодов $k_{зад}$.

Программа составлена на языке P L /1 в операционной системе ОС ЕС. Схема алгоритма приведена на рис.1-6.

Назначение подпрограмм:

- L35 (MATN), ввод исходной информации, моделирование нормальной локализации отказов элементов схемы (узлов и ветвей), расчет показателей надежности во всех режимах для всех видов аварий, определение вероятностей состояний, определение недоотпуска энергии и ущерба.

- L35 LOG, создание образа каждого режима в виде трансформированной матрицы B, "отключение" лишних выключателей, печать таблицы исходных параметров расчетного режима.

- L35 S, проверка на связность узлов схемы по матрице B_{ji} , определение номеров выделившихся узлов при нормальной локализации и при отказах РЗ и КА.

- L35 I, формирование буквенно-цифровых кодов аварий по номерам выделившихся узлов.

- L35 U, идентификация кодов k и k^0 как аварий заданного типа, расчет показателей надежности.

- L35 R, моделирование возможных путей развития аварии из-за отказов в срабатывании выключателей при отключении к.з.

- L35 PE, печать рассчитанных показателей надежности.

В качестве показателей надежности приняты

- параметры потока возникновения аварий k -го вида при нормальной локализации $\Lambda(k)$ и при развитии аварий $\Lambda(k^0)$,

- средние времена восстановления соответственно $\tau(k)$ и $\tau(k^0)$

Показатели надежности определяются по формулам

$$\Lambda(k) = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n g_j \lambda_i^j L_{ji}^k, \quad (3)$$

$$\Lambda(k^0) = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n \sum_{s=1}^u g_j \lambda_i^j Q_s^{ij} L_{jis}^{k^0}, \quad (4)$$

$$\tau(k) = [1/\Lambda(k)] \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n g_j \lambda_i^j \tau_{ji}^k L_{ji}^k, \quad (5)$$

где g_j - относительная длительность j -го режима, λ_i^j - параметр потока отказов i -го элемента в j -ом режиме,

Q_s^{ij} - условная вероятность развития аварии при отказе i -го элемента в j -ом режиме из-за отказов в срабатывании РЗ и выключателей, τ_{ji}^k - среднее время восстановления i -го элемента в j -ом режиме, m - число расчетных режимов, n - число элементов схемы, отказы которых моделируются, u - число путей развития аварии, L_{ji}^k , $L_{ji}^{k^0}$ - логические функции конъюнкций 2-го порядка (наложение событий при нормальной локализации отказа) и 3-го порядка (наложение на конъюнкцию 2-го порядка отказов в срабатывании выключателей).

Логические функции

$$L_{ji}^k = \begin{cases} 1 & \text{при } j \wedge i = k, \\ 0 & \text{при } j \wedge i = \bar{k}, \end{cases} \quad L_{jis}^{k^0} = \begin{cases} 1 & \text{при } j \wedge i \wedge s = k^0, \\ 0 & \text{при } j \wedge i \wedge s = \bar{k}^0. \end{cases}$$

Выражения $j \wedge i = k$ представляет конъюнкцию соответствующую аварии k -го вида, а $j \wedge i = \bar{k}$ - в противном случае.

На основе показателей надежности, определяемых по формулам (3) - (5) определяется недоотпуск энергии с шин станции и ущерб, связанный с ним

$$\Delta W = 8760 \cdot \sum_{k=1}^u \{ [L(k) \tau(k) + L(k^0) \tau(k^0)] \Delta N(k) \} = 8760 \sum_k A_k,$$

$$Y = 8760 \cdot \sum A_k \cdot y_0(k),$$

где $\Delta N(k)$ - величина ограничения выдаваемой мощности с шин станции при аварии k -го вида, $y_0(k)$ - соответствующий этой аварии удельный ущерб, u - число заданных аварий.

Для схемы содержащей 20 узлов и 30 ветвей (выключателей) продолжительность расчета одной заданной аварии в одном расчетном режиме составляет 1,5 - 2с процессорного времени на ЭВМ ЕС-1033.

Подготовка и ввод исходной информации осуществляется в следующем порядке. Сначала формируется матрица связности.

Далее:

1. Нумеруются узлы расчетной схемы. Сначала нумеруются присоединения укрупненных блоков, соответствующие присоединениям отдельных генераторных блоков. Следующие номера получают узлы присоединения линий, трансформаторов собственных нужд, систем шин и автотрансформаторов связи. Пример нумерации узлов показан на рис. 1-7.

2. Нумеруются выключатели. Нумерация сквозная - следом за узлами. Порядок нумерации произвольный.

3. Формируется массив начал и концов ветвей. Число строк массива равно числу выключателей. Номер строки равен разности номера выключателя и числа узлов. В строке записываются в возрастающем порядке номера узлов, связанных этим выключателем.

К сожалению об алгоритме, использованном во второй программе (Азнефтехим) доступных источников не оказалось. Однако в следующей главе представленный материал ... стразит

особенности реализации табличного метода в этом алгоритме.

Другими разработчиками также предпринимались попытки создания подобных программ. Можно указать, в частности, на /13/. Однако к настоящему времени мы не имеем сведений, что они были использованы конкретными проектными организациями. Уже тот факт, что упомянутая программа составлена на языке ФОРТРАН, говорит специалисту о сложности ее доведения до состояния, отвечающих современным требованиям.

2. НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДИК РАСЧЕТА НАДЕЖНОСТИ СХЕМ РУ

Материал этой главы подобран и представлен с двумя целями:

- показать на конкретном примере сложность подготовки исходных данных,
- отразить количественную сторону получаемых показателей надежности, используемых для обоснования выбора технических решений.

В соответствии с техническим заданием института Гидропроект им.С.Я.Жука в /10/ проведено сопоставление вариантов схем распределительных устройств второй очереди Смоленской АЭС. В /10/ реализован метод сопоставления надежности РУ, суть которого заключается в определении численных значений частоты возникновения событий лишь для различающихся условий нарушения работоспособности. Такой подход позволяет исключить общую (по общим событиям) составляющую показателей надежности и тем самым оценить частоты возникновения событий, которые возникают только в одном или только в другом варианте схемы.

Схемы распределительных устройств приведены на рис.2-1 и 2-2.

В соответствии с требованиями табличного метода перечень расчетных состояний приведен в табл.2-1. Часть перечня из 15 расчетных событий приведена в табл.2-2. Всего в перечне 9 расчетных событий. Отметим, что схема содержит 3 реакторных блока, три трансформатора, три линии и автотрансформатор связи, т.е. семь элементов. Полное число возможных событий $n = 2^7 = 128$. Как видно, что в перечень расчетных событий (последствий) включена весьма представительная часть.

В таблице 2-2 приведены условные номера событий. В последующих таблицах они получили название индексов последствий.

Результаты анализа нарушения работоспособности и последующая формализация расчетных событий даны в таблицах 2-3 и 2-4, где представлены для иллюстрации только фрагменты соответствующих матриц индексов последствий отказов (расчетных последствий). Полные матрицы содержат по 80 строк.

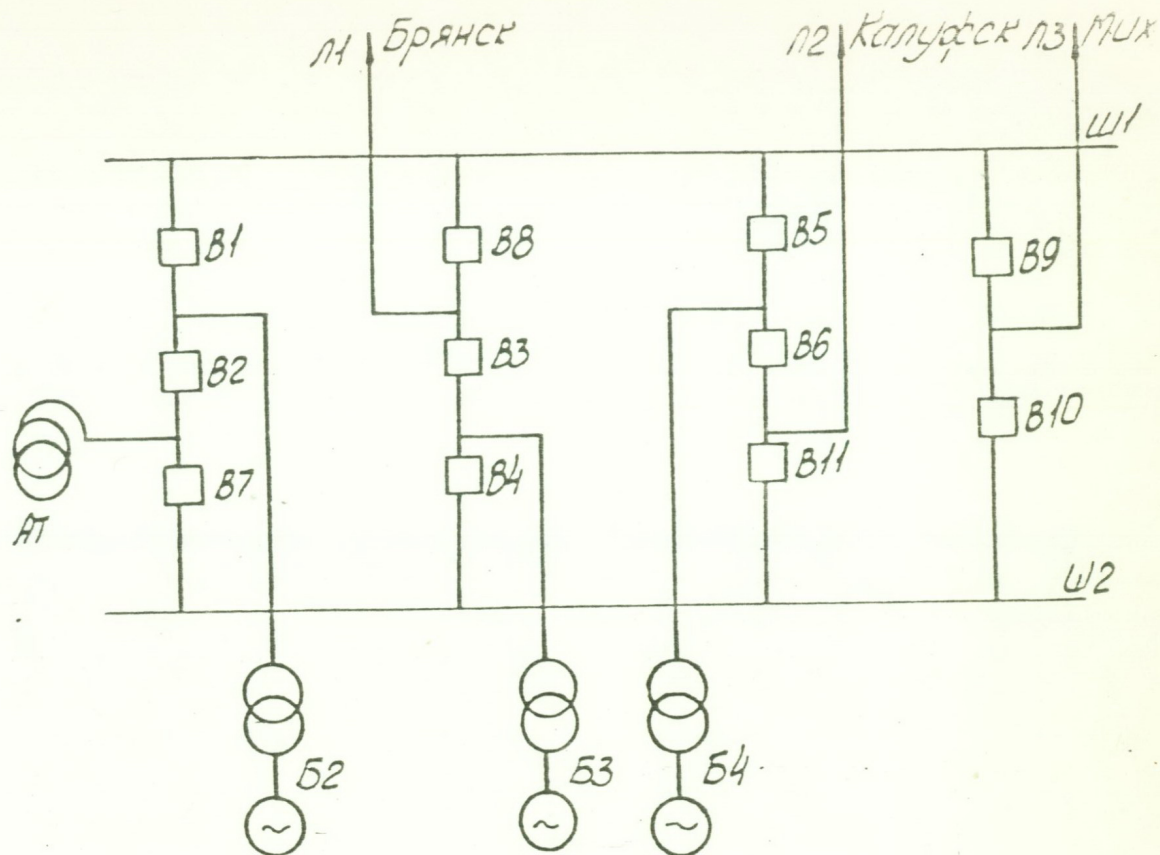


Рис. 2-1. Вариант 1 схемы ВРУ-750 кВ

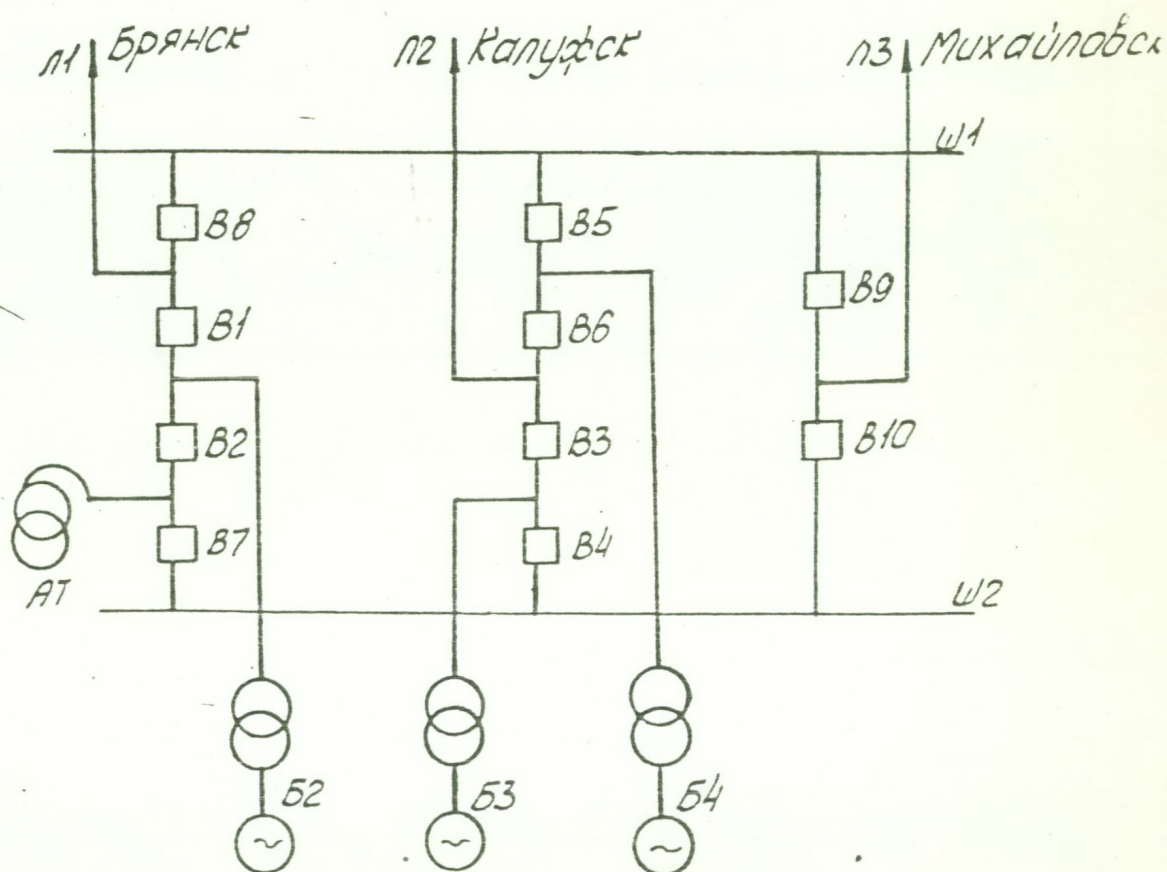


Рис. 2-2. Вариант 2 схемы ВРУ-750 кВ

ПЕРЕЧЕНЬ РАСЧЕТНЫХ СОСТОЯНИЙ

Таблица 2-1

Условный номер состояния		Состояние	Условное обознач. режима
Схема 2	Схема I		
I		Нормальный режим	н.р.
2		Ремонт блока Б2	Б2
3		-"-" Б3	Б3
4		-"-" Б4	Б4
5		Ремонт I системы шин	ШI
6		Ремонт II системы шин	Ш2
7		Ремонт выключателя ВI	ВI
8		-"-" В2	В2
9		-"-" В7	В7
10		-"-" В8	В8
11		-"-" В3	В3
12		-"-" В4	В4
13		-"-" В5	В5
14		-"-" В6	В6
15		-"-" В9	В9
16		-"-" В10	В10
-	I7	-"-" В11	В11
I7	I8	Ремонт линии ЛI	ЛI
I8	I9	-"-" Л2	Л2
I9	20	-"-" Л3	Л3

ПЕРЕЧЕНЬ РАСЧЕТНЫХ СОБЫТИЙ

Таблица 2-2

№ п.п.	Условн. номер события	Наименование расчетного события
I	I	Автоматическое отключение одного реакторного блока
2	2	Потеря двух реакторных блоков
3	3	Потеря трех реакторных блоков
4	4	Раздельная работа ОРУ-500 кВ и 750 кВ (автоматическое отключение автотрансформатора)
5	6	Автоматическое отключение одной ВЛ 750 кВ
6	7	Потеря двух ВЛ 750 кВ
7	8	Потеря трех ВЛ - 750 кВ
8	I4	Потеря блока и автотрансформатора
9	I6	Потеря блока и линии
IO	I7	Потеря блока и двух линий
II	24	Потеря двух блоков и автотрансформатора
I2	26	Потеря двух блоков и одной из линий 750 кВ
I3	37	Потеря двух блоков и двух линий 750 кВ
I5	47	Потеря двух линий и автотрансформатора

Поясним содержание строк этих матриц.

Так в матрице (см.табл.2-3) в первой строке индексы имеют следующий смысл.

— в первом столбце индекс Б2 означает инициирующий отказ второго реакторного блока,

— элемент матрицы, стоящий в k -м столбце, если он не нулевой, указывает на расчетное последствие.

Так элемент, стоящий в девятом столбце, указывает, что, если при аварийном ремонте блока Б-2 еще откажет выключатель В7, то схема дополнительно потеряет автотрансформатор. Индекс I4 именно это и означает (см.табл.2-2, восьмая позиция).

ФРАГМЕНТ МАТРИЦЫ ИНДЕКСОВ ПОСЛЕДСТВИЙ ОТКАЗОВ СХЕМЫ РИС.2-1

Таблица 2-3

№	Элементы	н.р.	Б2	Б3	Б4	Ш1	Ш2	В1	В2	В7	В8	В3	В4	В5	В6	В9	В10	В11	Л1	Л2	Л3
1	Б2	1	-	2	2	-	14	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-	16	16	16
2	Б3	1	2	-	2	16	-	-	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-	16	16	16
3	Б4	1	2	2	-	-	16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	16	16	16
4	АТ	4	14	14	14	14	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46	46	46
5	Л1	6	16	16	16	-	16	-	-	-	-	-	16	-	-	-	-	-	-	7	7
.....																					
80																					

122867M-71

ФРАГМЕНТ МАТРИЦЫ ИНДЕКСОВ ПОСЛЕДСТВИЙ ОТКАЗОВ СХЕМЫ РИС.2-2

Таблица 2-4

№	Тип элемента	н.р.	Б2	Б3	Б4	Ш1	Ш2	В1	В2	В7	В8	В3	В4	В5	В6	В9	В10	Л1	Л2	Л3
1	Б2	1	-	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16	16	16
2	Б3	1	2	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	20	16	-	-	16	16	16
3	Б4	1	2	2	-	-	-	-	-	-	-	16	20	-	-	-	-	16	16	16
4	АТ	4	14	14	14	-	-	15	14	-	46	15	14	14	14	46	46	46	46	46
5	Л1	6	16	16	16	-	-	-	16	10	-	-	-	-	-	-	-	-	7	7
.....																				
80																				

Результаты расчетов, соответствующие указанным в табл.2-3 и 2-4 последствиям приведены в табл.2-5. В ней приведены не точечные оценки, а границы доверительных интервалов, т.к. в исходных данных элемент характеризуется не точечной оценкой параметра потока отказов, а функцией распределения.

Результаты расчета надежности схем ОРУ

Таблица 2-5

Номер расчетного последст- вия	Параметр потока отказов $\times 10^{-3}$, 1/г			
	1 вариант		2 вариант	
	Границы доверительного интервала			
	нижняя	верхняя	нижняя	верхняя
I	28,3	44,4	—	—
2	0,729	1,25	—	—
3	0,0005	0,0012	—	—
I4	1,17	1,66	1,36	1,9
I6	4,32	6,81	18,6	30,7
46	0,602	1,09	1,29	1,79

Анализ полных результатов по всем расчетным последствиям указывают о предпочтении второго варианта схемы ОРУ.

В программе дополнительно определяется количество путей возникновения расчетных последствий, что дополнительно характеризует надежность схемы. Напомним, что в программе ЛПИ подобной характеристикой служит число конъюнкций второго и третьего порядка.

Давая оценку программе Азнефтехима, следует отметить сложность подготовки исходных данных. Это связано с составлением матрицы индексов последствий отказов. Ее размерность 80×20 , т.е. с большей или меньшей тщательностью надо проанализировать сначала 80 первичных отказовых ситуаций, а затем 1600, результирующих. Причем эту работу приходится выполнять практически дважды:

при нормальной работе выключателей и при отказах в срабатывании. На этом этапе подготовки исходных данных вероятность появления ошибок довольно высока. На ЭВМ так же ложится огромная работа по расчету частичных показателей надежности в нормальном и II ремонтных режимах. Кроме того она сначала исключает сходные ситуации.

Программа ЛПИ предназначена для определения абсолютных показателей надежности (см. раздел I,2), которые затем используются в традиционном технико-экономическом сравнении вариантов. В /I4/ был проведен сравнительный анализ двух вариантов схем ОРУ 750 кВ Курской АЭС (вторая очередь), которые представлены соответственно на рис.2-3 и 2-4.

Экономическим критерием предпочтительного варианта принят минимум приведенных затрат с учетом составляющей ущерба от ненадежности функционирования ОРУ-750 кВ рассматриваемых вариантов, затраты которых оцениваются по формуле

$$Z_i = \rho_n K_i + И_i + У_i .$$

Капитальные затраты по сравниваемым вариантам отличаются на величину полной стоимости ячейки воздушного выключателя, которая составляет 1,4 млн.руб. Амортизационные отчисления, ежегодные издержки на текущий ремонт и обслуживание приняты равными 8,4%.

В итоге для первого варианта (рис.2-3) $Z_1 = У_1$, а для второго (см.рис.2-4) - $Z_2 = 0,209 \Delta K + У_2$, где $\Delta K = 1,4$ млн.руб.

Определение составляющих по сравниваемым вариантам проводилось на основе интегральных показателей надежности для определенных типов аварий, связанных с потерей реакторных блоков (одного, двух и трех) и двух линий. В качестве расчетных режимов функционирования ОРУ-750 кВ приняты нормальный режим (все оборудование включено) и ремонтные режимы, в каждом из которых в ремонт выводится один выключатель, длительность ремонта которого принята равной 30 дням. Эта оценка получена на основе анализа реальных графиков ремонта ОРУ-750 кВ действующей АЭС. Разница в количестве выключа-

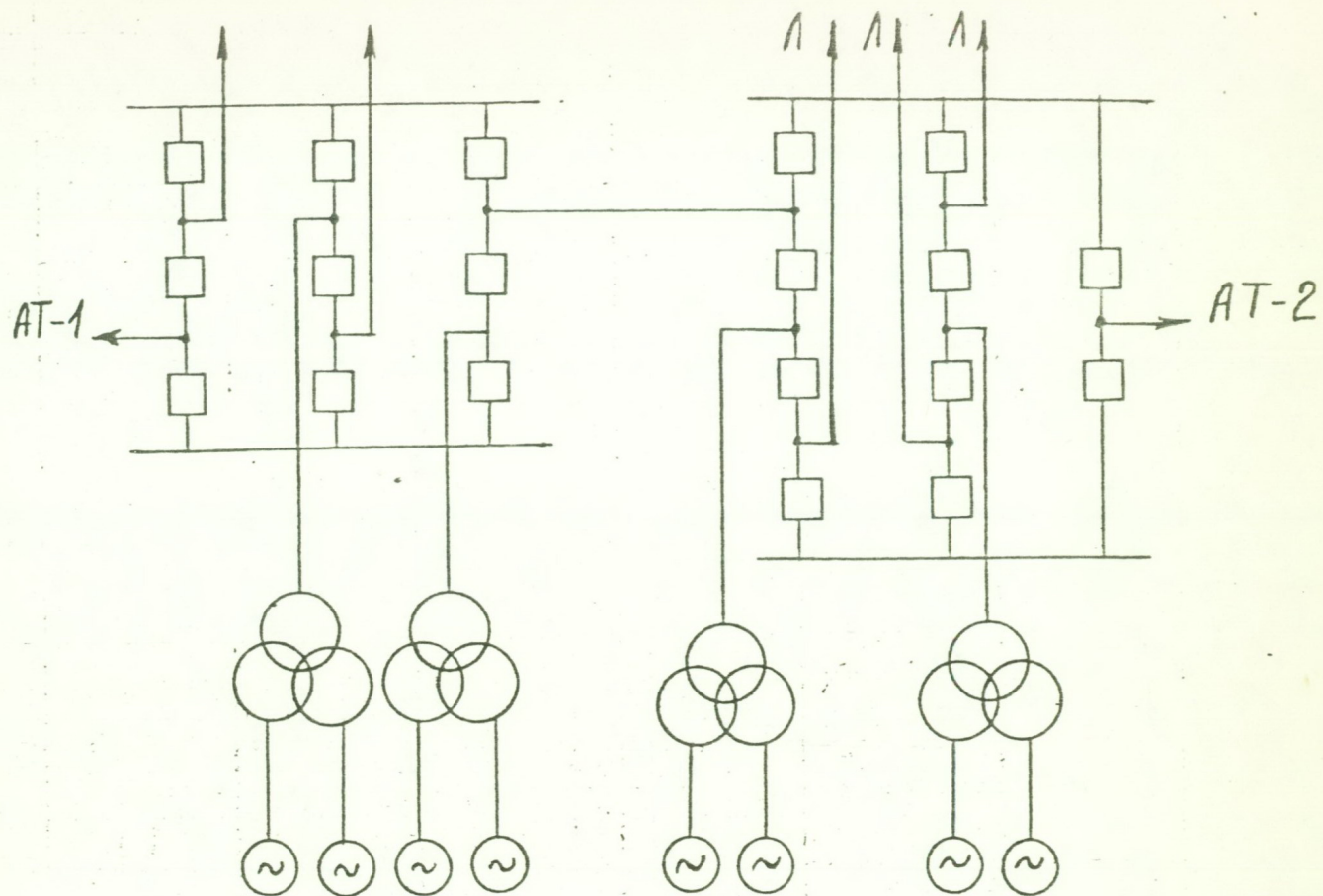


Рис. 2-3

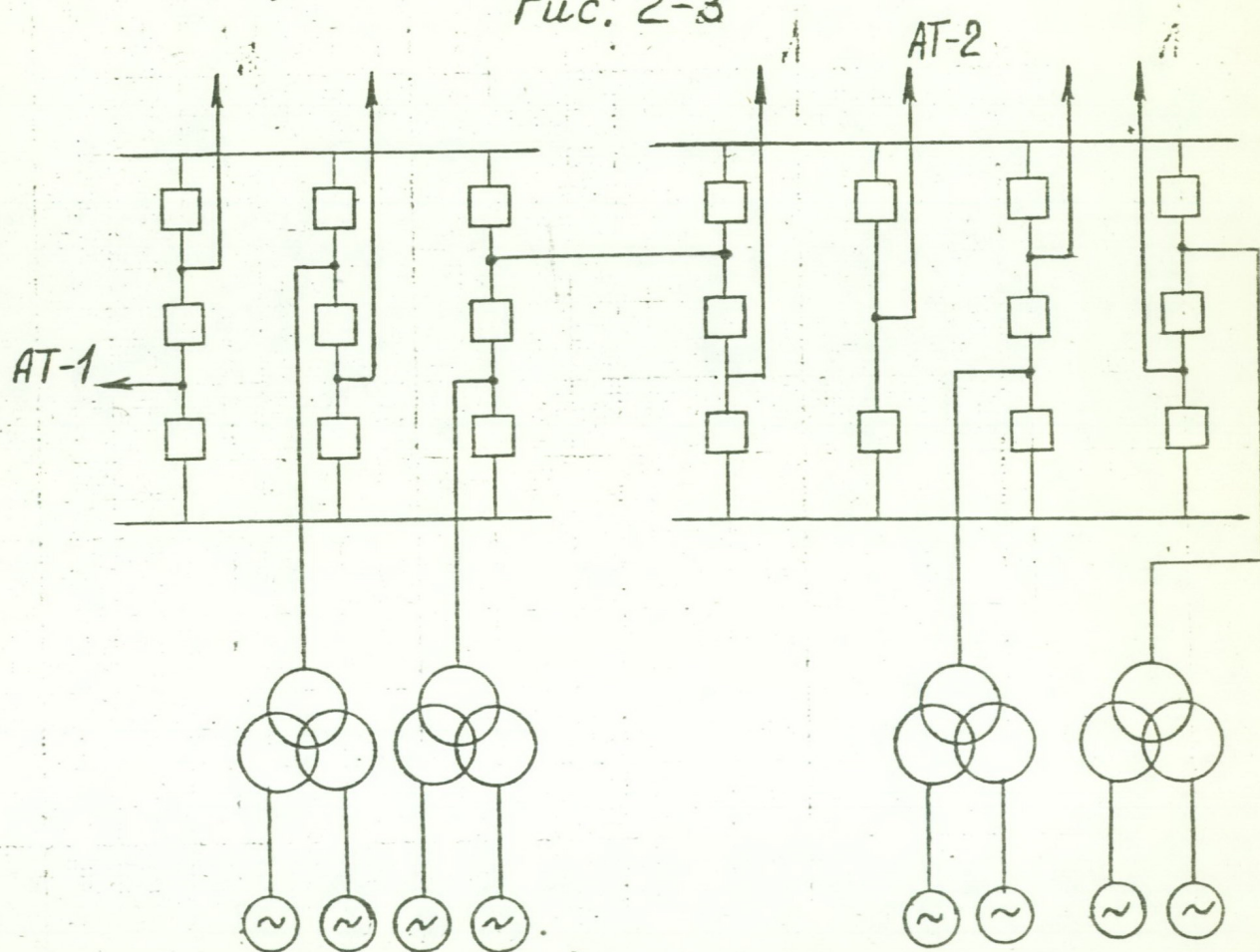


Рис. 2-4

телей приводит к следующим длительностям нормального режима: 280 дней для первого варианта, 250 дней для второго варианта.

Величины ограничения выдаваемой станцией мощности составили:

- при потере трех блоков - $3 \cdot 10^6$ кВт,
- при потере двух блоков - $2 \cdot 10^6$ кВт,
- при потере одного блока - 10^6 кВт,
- при потере двух линий - 10^6 кВт.

Удельные ущербы при потере трех или двух блоков был принят равным 0,8 руб/кВт, так как авторы считали, что такая отключаемая мощность несомненно приведет к аварийному отключению потребителей. Подробности функционирования системы при этом не рассматриваются и не раскрывается, какой тип противоаварийной автоматики будет работать и значима ли вероятность потери устойчивости. Не учитывается и возможность отказа в срабатывании устройств противоаварийной автоматики и возможности появления асинхронного хода. При потере одного блока или двух линий удельный ущерб принят равным 0,2 руб/кВт. Это объясняется в работе тем, что резерв мощности в системе не меньше мощности наиболее крупного агрегата и такие аварии не должны вызывать аварийного ограничения потребителей. Такое допущение не выдерживает никакой критики. Отмеченные замечания естественно должны насторожить при верификации приводимых ниже выводов, полученных в /I4/.

Результирующие показатели надежности приведены в табл.2-6. Они приводят к следующим значениям затрат: $З_1 = 139,909$ млн.руб.

$З_2 = 140,089$ млн.руб. Авторы /I4/ считают, что при принятых исходных данных предпочтительным является первый вариант. Однако отмечают, что при незначительной вариации исходных данных заключение меняется. В частности вариация длительности оперативных переключений (в расчетах она принята равной 0,54ч) предпочтительным становится второй вариант. К сожалению не указывается при увеличении или уменьшении длительности оперативных переключений это происходит.

Таблица 2-6

Укрупненный код аварии	Показатели надежности схем ОРУ					
	Схема ОРУ рис.2-3					
Зр	-	$2,0 \cdot 10^{-6}$	-	$4,0 \cdot 10^{-5}$	-	4
2р	-	$1,0 \cdot 10^{-5}$	-	$4,0 \cdot 10^{-5}$	-	98
Ир	4,2	$3,3 \cdot 10^{-1}$	$1,9 \cdot 10^{-2}$	$4,0 \cdot 10^{-5}$	218	598
2Л	$5,8 \cdot 10^{-4}$	$1,3 \cdot 10^{-3}$	$6,0 \cdot 10^{-3}$	$4,0 \cdot 10^{-5}$	2	31
Схема ОРУ, рис.2-4						
ЗР	-	$1,1 \cdot 10^{-5}$	-	$4,0 \cdot 10^{-5}$	-	11
2Р	$5,8 \cdot 10^{-4}$	$3,7 \cdot 10^{-4}$	$6 \cdot 10^{-3}$	$4 \cdot 10^{-5}$	2	51
ИР	4,2	$4,3 \cdot 10^{-1}$	$1,9 \cdot 10^{-2}$	$4 \cdot 10^{-5}$	200	536
2Л	$5,8 \cdot 10^{-4}$	$1,4 \cdot 10^{-2}$	$6 \cdot 10^{-3}$	$4 \cdot 10^{-5}$	2	45

Примечание: ЗР, 2Р, ИР потеря соответственно трех, двух и одного блока,
2Л - потеря двух ВЛ.

122867M-T1

Следовательно, отмечается в /I4/ варианты попадают в зону неопределенности, и поэтому рассматриваемые варианты следует сопоставить по предложенному Ю.Б.Туком логическому критерию минимума числа конъюнкций второго и третьего порядка.

Далее в /I4/ указывается, что результаты (см.табл.2-6) дают основание к тому, что второй вариант несомненно является лучшим, так как в нем полностью исключается возможность потери двух реакторных блоков при нормальной локализации повреждений и число конъюнкций третьего порядка существенно ниже.

Анализируя эту работу следует отметить, что программа ЛПИ на сегодняшний день повидимому является лучшей в стране - в ней наиболее полно отражено реальное функционирование схем распределительных устройств.

Однако, грубые допущения в исходных данных (имеется в виду удельный ущерб) и отказ от рассмотрения возможных последствий для системы и ее потребителей потери двух или трех блоков приводят к заключению, что к выводам, полученным в /I4/, следует относиться по крайней мере со значительной осторожностью.

3. ФОРМАЛИЗОВАННЫЕ МЕТОДЫ ОПИСАНИЯ СТРУКТУРЫ СХЕМЫ РУ И ЕЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

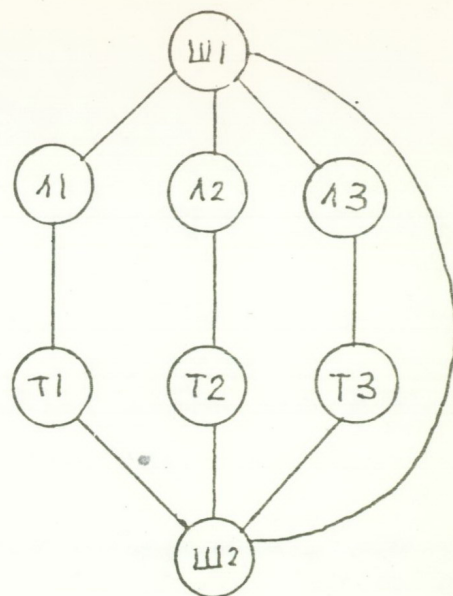
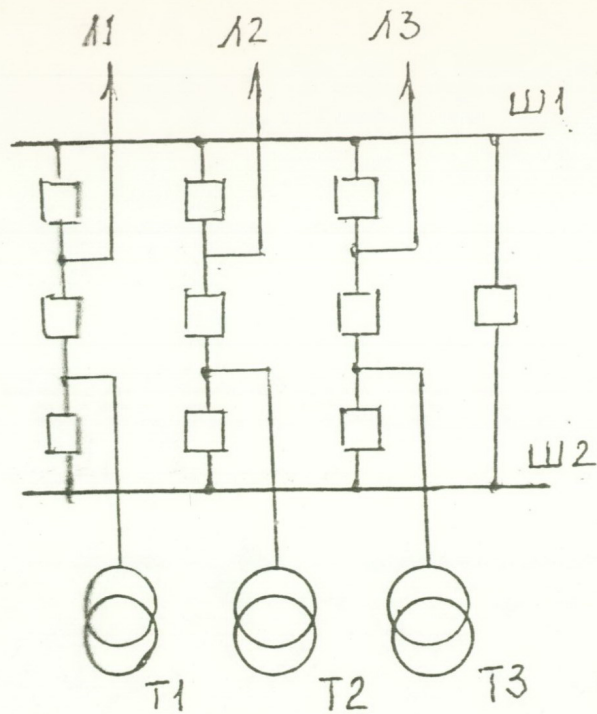
Один из возможных подходов к формализации представления схемы РУ и отражения ее функционирования был представлен в разделе I.2 - он реализован в программе ЛПИ. В данной главе мы вновь возвращаемся к этой самой важной подзадаче, преследуя следующие цели. Всегда целесообразно вернуться к забытым или незамеченным пионерским работам, а они появились уже в 40-х годах /I5/. Кроме того небезинтересно проследить как эта проблема решается при анализе надежности других объектов, например, схем электрических сетей.

Авторы /I6/ исходят из того, что распределительное устройство может рассматриваться как отрезочный комплекс, состоящий из трех групп элементов: 1) присоединения, задаваемые в виде вершин (узлов); 2) коммутационные связи, задаваемые ветвями; 3) шины, представляемые искусственными вершинами.

Как всякий отрезочный комплекс, РУ может быть представлено графом и матрицей. На рис.3-1 приведен пример РУ, выполненного по полуторной схеме (рис.3-1а), соответствующих ему графа (рис.3-1б) и матрицы (рис.3-1в), каждое присоединение.

Выбор схемы РУ должен производиться в первую очередь по критериям надежности и экономичности. Однако сложность этой задачи вытекает не только из противоречивости этих критериев, но и необходимости различных подходов к каждому из них.

С точки зрения первичной коммутации наиболее просто формулируется критерий экономичности: минимум ветвей в данной графе. Критерий надежности очевидно должен выражаться несколькими требованиями: а) возможность обеспечения связности комплекса как при отключении любого присоединения, так и при ремонте коммутационной связи, а также при реально возможных сочетаниях этих режимов; б) возможность разбиения комплекса на заданное число связных комплексов, удовлетворяющих требованиям пункта а); в) минимальная выпадающая мощность при авариях в РУ или вследствие развития происшедших вне РУ аварий.



	Л1	Л2	Л3	Т1	Т2	Т3	Ш1	Ш2
Л1	—	—	—	В	—	—	В	—
Л2	—	—	—	—	В	—	В	—
Л3	—	—	—	—	—	В	В	—
Т1	В	—	—	—	—	—	—	В
Т2	—	В	—	—	—	—	—	В
Т3	—	—	В	—	—	—	—	В
Ш1	В	В	В	—	—	—	—	В
Ш2	—	—	—	В	В	В	В	—

Рис. 3-1. РУ с присоединением трех линий и трех трансформаторов и «полуторной» схемой: а — схема коммутации, б — граф, в — матрица (Л — линия, Т — трансформатор, Ш — шины, В — выключатель)

В работе /I7/ были рассмотрены методы анализа надежности схем РУ станций, основанные на упорядоченном переборе всех возможных ситуаций, возникающих в результате наложения отказа отключающего к.з. выключателя на ремонт какого-либо другого выключателя. Показано, что при числе выключателей до 20 ручной счет допустим. Однако при большом числе выключателей перебор получается весьма трудоемким и его можно осуществить лишь при помощи ЭВМ. Алгоритм решения состоит из двух этапов: сначала поочередно выделяются все возможные ситуации, а затем каждая ситуация исследуется и определяется, относится ли она к классу допустимых.

Как было отмечено выше, для машинного алгоритма наиболее удобно представление схем РУ в виде матриц. Здесь возможны два пути: использование первой матрицы инцидентий или матрицы связности вершин $\|a_{ij}\|$, $i=1, 2, \dots, m$, $j=1, 2, \dots, m$, $a_{ij}=0$ при $i=j$ и если не существует ветви соединяющей узлы i и j , при наличии пути $a_{ij}=1$; очевидно, что a_{ik} и a_{ki} соответствуют одной ветви.

Первый из способов представления РУ матрицей инцидентий вызывает существенные трудности при анализе надежности. Второй способ позволяет получить относительно простой алгоритм, удобный для практического применения, который рассматривается более подробно.

Первый этап - формирование ситуаций. Отключение присоединения K означает, что все $a_{ki}=a_{ik}=0$. При отказе выключателя между присоединениями E и K для сохранения в работе оставшейся части РУ должны отключиться все выключатели, присоединенные к вершинам K и E^x , т.е. все элементы строк и столбцов K и E примут значение 0. Вывод выключателя между присоединениями K и E означает замену нулями a_{ke} и a_{ek} . Таким образом, упорядоченный перебор ситуаций сводится к составлению конечного числа матриц.

х) Это справедливо для случая к.з. в обе стороны.

Этот этап — определение допустимости состояния в /16/ осуществляется с помощью проверки графа на связность. Такой подход использован в алгоритме и программе ЛПИ.

Приводимыми далее комбинаторными трудностями при решении синтезо-оптимальных схем РУ трудно согласиться. Авторы считают, что уже при числе присоединений, равном 10, число их вариантов составляет $35 \cdot 10^{12}$. Такое число дает "дурной" из возможных графов. Весьма ограниченное число жизнеспособных схем существенно снижает число таких вариантов. Это очевидно подтверждает практика проектирования.

Мнению авторов данной работы предлагаемые в /16/ подходы для формализации указанных выше двух этапов при решении анализа надежности. Для решения задачи синтеза непосредственное использование теории графов малополезно.

/18/ обобщен опыт автора в решении рассматриваемой задачи, схем электрических сетей, содержащих кстати достаточно отраженные схемы РУ подстанций.

Счетная схема для оценки надежности электрических сетей их конфигурации описывается с помощью матрицы смежных узлов, в которой при простейшем ее представлении каждая по своему номеру соответствует номеру одного из элементов этой схемы и содержит номера совокупности элементов, смежных с ней, номер которого определяет номер этой строки. Очевидно, при этом сочетание номера строки матрицы с номером смежного элемента образует номер коммутационного аппарата, которым связаны элементы схемы.

На рис.3-2 в качестве примера приведена расчетная схема электрической сети для оценки ее надежности, а на рис.3-3 даны матрицы смежных элементов и состояния коммутационных узлов этой расчетной схемы. Для сокращения размерности матриц конфигурация и структурные параметры расчетной схемы описываются в определенных номерах, которые в отличие от оперативных номеров этой схемы представляют собой непрерывный ряд натуральных чисел, общее количество которых равно количеству элементов рас-

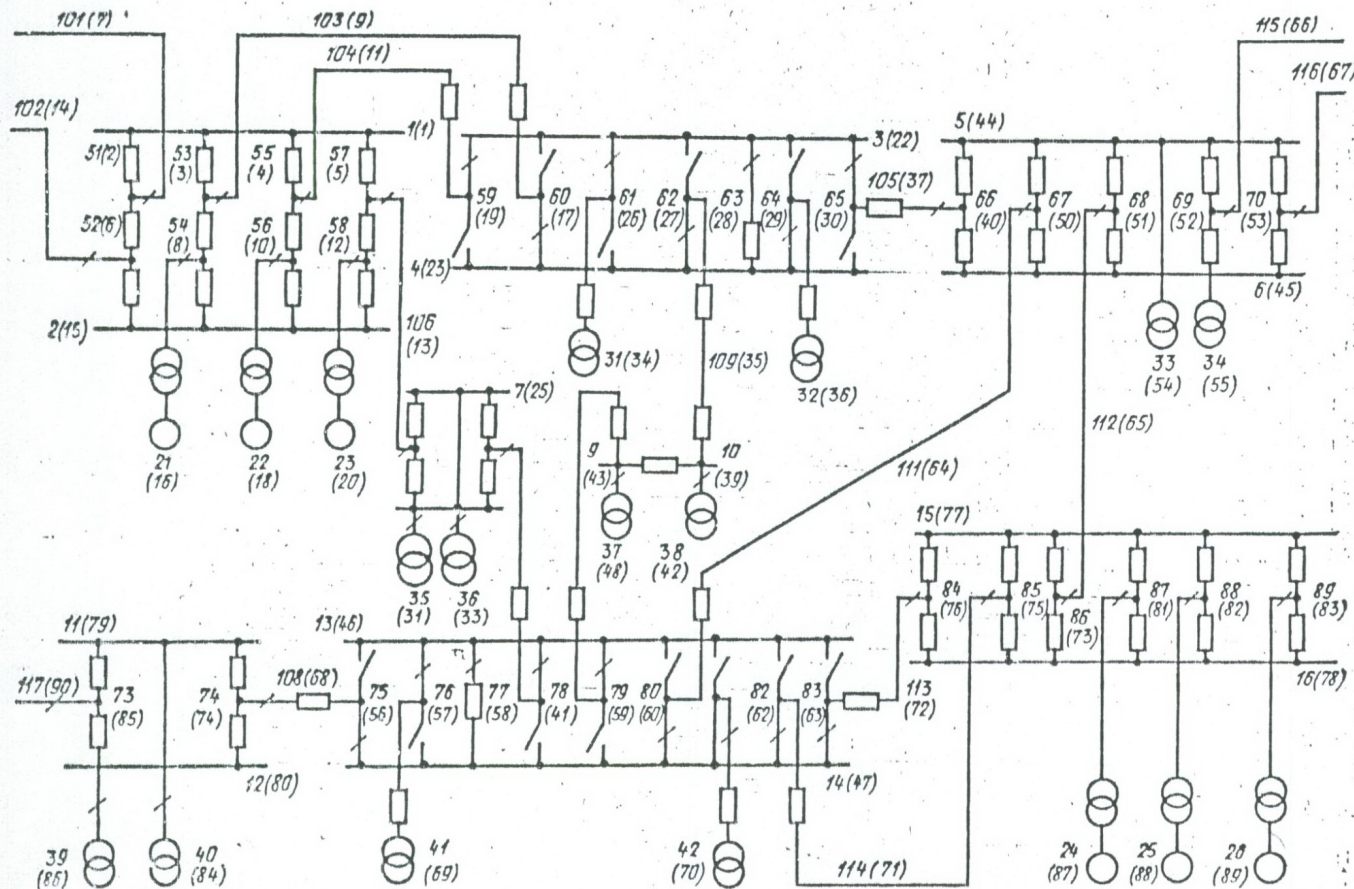


Рис. 3-2 Расчетная схема для оценки надежности участка электрической сети

Номера элементов
расчетной схемы

	1	2	3	4	5	6	7
1		2	3	4	5		
2			1	6	7		
3				1	8	9	
4					1	10	11
5						1	12
6							2
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
29							
30							

а)

Признаки состояния ком-
мутационных аппаратов
расчетной схемы

	1	2	3	4	5	6	7
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27							
28							
29							
30							

Рис. 2

б)

Рис. 3-3а) — Матрица смежных элементов; б) — матрица состояния коммутационных аппаратов. 1 — включенное состояние; 0 — отключенное состояние

122867M-71

четной схемы. На расчетной схеме, приведенной на рис. 3.2, внутренние номера элементов расчетной схемы указаны в круглых скобках рядом с оперативными номерами соответствующих элементов расчетной схемы.

При программной реализации расчетов надежности электрических сетей матрицы смежных элементов и структурных параметров коммутационных аппаратов записываются в более компактной форме, что позволяет осуществить расчет надежности электрических сетей, моделируемых расчетными схемами с практически неограниченным количеством элементов и коммутационных аппаратов.

При формировании расчетных схем для расчетов режима работы электрических сетей с целью учета их пропускной способности при расчетах надежности необходимо считаться со спецификой таких расчетов, заключающейся:

в использовании результатов расчета режимов работы электрических сетей при расчетах их надежности и результатов расчета надежности электрических сетей при расчетах режимов их работы;

в необходимости учета последовательного изменения состояния расчетной схемы электрических сетей для расчета режимов их работ, отражающего процесс возникновения, развития, локализации и ликвидации возникающих в электрических сетях отказов.

Это объясняется тем, что задача учета пропускной способности электрических сетей при расчетах их надежности по существу сводится к оценке возможности и допустимости работы электрической сети в режимах, возникающих в результате отказов в электрических сетях и в процессе автоматических и оперативных переключений при локализации и ликвидации этих отказов.

Одним из возможных способов решения этой задачи является моделирование автоматических переходов и оперативных переводов в другой с помощью групп зависимых элементов. Группа зависимых элементов представляет собой подмножество элементов расчетной схемы, в состав которого входят зависимые элементы групп отказа зависимых элементов.

При этом под группой отказа зависимых элементов понимается минимальное подмножество элементов расчетной схемы, отказ функционирования которых, обусловленных одной общей причиной, приводит

к отказу функционирования зависимых элементов этой группы зависимых элементов, проявляющемуся в их автоматическом отключении средствами системной противоаварийной автоматики при нарушении или для предотвращения нарушения устойчивости, при аварийной перегрузке или при недопустимом изменении уровня напряжения в определенных точках электрической сети. Основное достоинство такого подхода к учету пропускной способности электрических сетей при расчетах их надежности заключается в том, что при этом осуществляется декомпозиция задачи расчета надежности электрических систем на две подзадачи: расчета режимов их работы, обусловленных возникновением, развитием, локализации и ликвидации отказов в электрических сетях, по результатам которого осуществляется формирование групп зависимых элементов, и расчетов надежности электрических сетей без учета ограничений, накладываемых их пропускной способностью, с выявлением расчетных групп зависимых элементов, обеспечивающих учет пропускной способности электрических сетей. Такая декомпозиция позволяет разнести во времени решения этих двух подзадач либо путем выполнения их последовательно на разных этапах в процессе расчета надежности электрических сетей, либо путем выполнения серии расчетов режимов работы электрических сетей предварительно до начала расчета их надежности.

Для реализации такого подхода необходимо чтобы расчетная схема, используемая для расчетов режимов работы электрических сетей, удовлетворяла следующим условиям:

содержала в явном виде элементы, входящие в состав групп зависимых элементов, т.е. элементы или группы элементов, отказ которых может в определенных условиях привести к срабатыванию устройств системной противоаварийной автоматики, и элементы и группы элементов, автоматически отключающихся в результате действия системной противоаварийной автоматики;

позволила моделировать автоматические отключения элементов, входящих в состав групп зависимых элементов, и оперативные переключения, осуществляемые в процессе изменения режима работы электрической сети, в том числе при локализации отказов групп отказа и отказов функционирования зависимых элементов групп зависимых элементов;

обеспечивала возможность получения (в результате расчетов) параметров режимов работы электрической сети — как предшествующих возникновению отказов, в том числе контролируемых устройствами системной противоаварийной автоматики, так и возникающих после отказа групп отказа зависимых элементов и последующего автоматического отключения зависимых элементов групп зависимых элементов.

Представляется, что для описания расчетных схем, используемых при расчетах режимов работы электрических сетей с целью учета их пропускной способности при расчете надежности, целесообразно использовать матрицу состояния ветвей расчетной схемы, аналогичные матрицам системных элементов и состоянию коммутационных аппаратов, используемых при расчетах надежности электрических сетей. В матрице смежных узлов при простейшем ее представлении номер каждой строки соответствует номеру одного из узлов расчетной схемы, и строка содержит номера узлов, объединенных соответствующей ветвью с узлом номер которого совпадает с номером строки матрицы смежных узлов. При этом сочетание номера строки матрицы смежных узлов с номером узла содержащимся в этой строке, образует двойные номера ветвей, которыми объединены эти узлы. Для перехода к одинарным номерам ветвей и описания их состояния используется матрица ветвей смежных узлов и матрица состояния ветвей расчетной схемы. Обе матрицы имеют ту же структуру, что и матрица смежных узлов, но вместо номеров узлов, смежных с узлом, номер которого совпадает с номером строки, матрицы, содержат: первая из матриц — номера ветвей, которые объединяют соответствующие узлы, а вторая — признак состояния ветвей (включенное или отключенное).

На рис.3-4 в качестве примера приведена расчетная схема для определения параметров режима, соответствующая расчетной схеме для оценки надежности (рис.3-2), а на рис.3-5 приведены матрица смежных узлов, матрица ветвей смежных узлов, матрица состояния ветвей расчетной схемы. Приведенная форма описания конфигурации и состояния элементов, узлов и ветвей расчетных схем позволяют с помощью специальной программы просто осуществлять переход от расчетной схемы для оценки надежности к расчетной схеме для опреде-

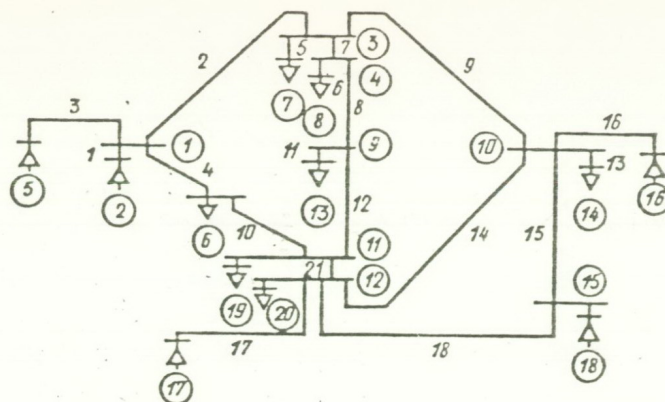


Рис. 3-4 Расчетная схема для определения параметров режимов работы участка электрической сети

Номера узлов расчетной схемы

1 2 3 4 5 6 7

1	2	3	4	5	6	7
2	1					
3	1	4	7	8	9	10
4	1	3	7	8	9	10
5	1					
6	1	11	12			
7	3	4				
8	3	4				
9	3	4	11	12	13	
10	3	4	11	12	14	15 16
11	6	9	10	12	15	19 20
12	6	9	10	11	15	19 20
13	9					
14	10					
15	10	11	12	18		
16	10					
17	11	12				
18	15					
19	11	12				
20	11	12				

а)

Номера ветвей расчетной схемы

1 2 3 4 5 6 7

1	1	2	2	3	4	
2	1					
3	2	7	5	6	8	9
4	2	7	5	6	8	9
5	3					
6	4	10	10			
7	5	5				
8	5	6				
9	8	8	12	12	11	
10	9	9	14	14	13	15 16
11	10	12	14	21	18	19 20
12	10	12	14	21	18	19 20
13	11					
14	13					
15	15	18	18	22		
16	16					
17	17	17				
18	22					
19	19	19				
20	20	20				

б)

Признаки состояния ветвей расчетной схемы

1 2 3 4 5 6 7

1	1	1	0	1	1	1
2	1					
3	1	1	1	0	0	1
4	0	1	0	1	1	0
5	1					
6	1	1	0			
7	1	0				
8	0	1				
9	0	1	1	0	1	
10	1	0	0	1	1	1
11	1	1	0	1	0	1
12	0	0	1	1	1	0
13	1					
14	1					
15	1	0	1	1		
16	1					
17	0	1				
18	1					
19	1	0				
20	0	1				

в)

Рис. 3-5 а) — Матрица смежных узлов; б) — матрица ветвей смежных узлов; в) — матрица состояния ветвей. 1 — включенное состояние; 0 — отключенное состояние

ления режима и обратно, а также осуществлять идентификацию элементов групп зависимых элементов расчетной схемы.

Рассмотренный подход может оказаться полезным на последующих этапах нашей работы, когда от анализа надежности отдельных распределительных устройств нужно будет переходить к анализу надежности совокупности подстанций, т.е. фрагментов сети.

4. СТАТИСТИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

В настоящее время имеется большое число источников, в которых представлены оценки показателей надежности элементов электроэнергетических систем. Среди использованных в данной работе источников следует указать на /2/, автор которого посвятил этому вопросу немало времени, и что, более важно сам занимался сбором статистики непосредственно в энергосистемах. Приводятся показатели надежности также в /5,10,12/. По нашему мнению наиболее пригодными для использования являются данные, представленные в /19/. Эта работа выполнена по заданию Всесоюзного семинара, методические вопросы исследования больших систем энергетики и представлена им как вариант нормативов надежности для проектирования электроэнергетических систем. Они представлены в таблицах 4-1, 4-2 и 4-3.

Кафедрой "электрические станции" ИЭИ и ПО "Союзтехэнерго" была проделана большая работа по обработке материалов, которыми располагало ПО "Союзтехэнерго". Полученные в результате этой работы показатели надежности представлены в таблицах (4-4) - (4-11). Перед этими таблицами даются пояснения какие показатели надежности определялись и при каких условиях они получены.

Мы сочли целесообразным эти пояснения поместить.

Показатели надежности линии электропередачи. В качестве основных показателей надежности воздушных и кабельных линий электропередачи (табл.4-4) приняты:

- параметр потока отказов ω , I/год;
- среднее время восстановления $T_{\text{в}}$, ч;
- среднее число преднамеренных отключений ВЛ μ , I/год;
- среднее время поста при преднамеренных отключениях $T_{\text{р}}$, ч.

Показатели ω и $T_{\text{в}}$ воздушных линий электропередачи приведены для устойчивых отказов.

Для определения параметра потока отказов воздушных линий электропередачи 35-750 кВ с учетом неустойчивых отказов (ω_{Σ}) значения, приведенные в табл.4.4 следует делить на коэффициенты, приведенные в табл.4.5.

Таблица 4-1

Относительные длительности плановых ремонтов (τ) основных элементов электрических сетей

Вид оборудования	τ (% календарного времени) при напряжении оборудования, кВ						
	1150	750	500	330	220	110	35
Воздушные линии электропередачи	1,5	1,4	1,2	0,9	0,7	0,5	0,4
Автотрансформаторы и трансформаторы	1,2	1,1	1,0	0,95	0,85	0,75	0,6
Выключатели:							
воздушные	5,0	4,5	4,0	3,0	2,0	1,0	0,5
масляные	—	—	—	—	0,85	0,65	0,2
Отделители и короткозамыкатели	—	—	—	—	0,09	0,05	0,03
Сборные шины	0,09	0,08	0,07	0,06	0,04	0,02	0,02

Таблица 4-2

Характеристики отказов элементов электрических сетей

Вид оборудования	Единица измерения	Напряжение оборудования						
		1150	750	500	330	220	110	35
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Устойчивые отказы

Воздушные линии электропередачи (ЭП)								
одноцепные линии	отказ 100 км/год	0,4	0,45	0,5	0,8	1,0	1,4	1,5
двухцепные »								
отказ одной цепи	То же	—	—	—	0,6	0,8	1,0	1,0
» двух »	»	—	—	—	0,2	0,2	0,4	0,5
» » однопровольных линий, проходящих по одной трассе	»	—	—	0,05	0,1	—	—	—

Неустойчивые отказы

Воздушные линии ЭП	»	0,3	0,35	0,4	1,6	2,4	3,2	3,3
Автотрансформаторы и трансформаторы	отказ/год	0,3	0,2	0,1	0,05	0,02	0,01	0,01

Продолжение табл. 4-2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
---	---	---	---	---	---	---	---	---

При упрощенном моделировании выключателя

Выключатели *								
воздушные в це- пях ЭП								
разрыв цепи	отказ/год	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,10
отключение смежных элемен- тов	То же	0,2	0,2	0,2	0,2	0,15	0,1	0,08
воздушные в дру- гих цепях								
разрыв цепи	»	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,10
отключение смежных элемен- тов	»	0,08	0,08	0,08	0,07	0,06	0,05	0,04
масляные в цепях ЭП								
разрыв цепи	»	—	—	—	—	0,01	0,01	0,01
отключение смежных элемен- тов	»	—	—	—	—	0,07	0,03	0,02
масляные в дру- гих цепях								
разрыв цепи	отказ/год	—	—	—	—	0,01	0,01	0,01
отключение смежных элемен- тов	То же	—	—	—	—	0,01	0,01	0,01

При более полном моделировании выключателя

воздушные в статическом состоянии *	отказ · 10 ⁻²	1,4	1,0	0,7	0,5	0,5	0,4	1,2
	год	5,6	4,2	3,3	2,7	2,3	2,2	6,2
при оперативных отключениях *	отказ · 10 ⁻²	0,4	0,4	0,03	0,03	0,07	0,07	0,03
	операц.	0,15	0,16	0,17	0,17	0,23	0,33	0,17
при отключении короткого замы- кания	То же	6,0	6,0	6,0	3,0	2,0	1,5	1,5
масляные в статическом состоянии *	отказ · 10 ⁻²	—	—	—	—	0,14	0,3	0,15
	год	—	—	—	—	0,5	0,9	0,68
при оперативных отключениях *	То же	—	—	—	—	0,01	0,01	0,003
	отказ · 10 ⁻²	—	—	—	—	0,05	0,03	0,01
при отключении короткого замы- кания	год	—	—	—	—	1,0	0,6	0,6

Окончание табл. 4-2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Отделители	отказ/год	—	—	—	—	0,04	0,02	0,01
Короткозамыкатели	То же	—	—	—	—	0,03	0,01	0,005
Сборные шины (на присоединение)	»	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Среднее количество операций линейных выключателей трансформаторных выключателей	операц./год	10	10	10	10	15	15	15
	То же	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0

* В числителе — частота отказов, приводящих к отключению смежных элементов (развитие отказа), в знаменателе — частота отказов, приводящих к разрыву цепи.

Таблица 4-3

Средние длительности аварийного простоя основных элементов электрических сетей 35—1150 кВ (10^{-3} год/отказ)

Вид оборудования	Напряжение оборудования, кВ						
	1150	750	500	330	220	110	35
Воздушные линии электропередачи							
одноцепные	1,5	1,2	1,0	0,9	0,7	0,5	0,9
двухцепные	—	—	—	—	0,2	0,4	0,8
отказ одной цепи	—	—	—	—	0,4	3,0	2,5
» двух »	—	—	—	—	—	—	—
Автотрансформаторы и трансформаторы *							
аварийный ремонт	400	350	300	250	80	60	45
замена передвижным ** трансформатором	—	—	—	—	25	20	10
Выключатели	15	12	10	7,0	5,0	2,5	1,5
Короткозамыкатели и отделители	—	—	—	—	0,4	0,4	0,4
Сборные шины	0,9	0,8	0,7	0,6	0,4	0,2	0,2

* Длительность отключения любого поврежденного элемента от сети в схемах с обходной системой шин составляет (год/отказ) $0,06 \cdot 10^{-3}$, в мостиковых схемах — $0,03 \times 10^{-3}$, в схемах РУ 35—220 кВ для шунтирования выключателя (отделителя) — $0,4 \times 10^{-3}$, в любых схемах поврежденного короткозамыкателя — $0,03 \cdot 10^{-3}$. Указанные длительности даны для подстанций с постоянным дежурным персоналом, и их следует увеличить на $0,05 \cdot 10^{-3}$ при дежурстве на дому и на $0,2 \cdot 10^{-3}$ год/отказ — при обслуживании выездными бригадами.

** Среднее время восстановления поврежденной фазы однофазного трансформатора (при установленной на подстанции резервной фазе составляет $1,1 \cdot 10^{-3}$ без перекатки и $9 \cdot 10^{-3}$ год/отказ с перекаткой).

Таблица 4.4

Показатели надежности линий электропередачи

Тип линии	$U_{ном}$ кВ	Материал опор	Число цепей	ω^* 1/год	$T_{бч}$	μ^{**} 1/год	T_p^{**} ч
Воздушная	До 1	-	-	25	1,7	0,17	***
	6-10	-	-	7,64	5,0	0,17	***
	35	Металлические	Одноцепные	0,90	9,0	2,1	16,0
			Двухцепные	Отключена одна цепь	1,00	6,0	4,0
				Отключены две цепи	0,22	8,0	0,3
		Железобетонные	Одноцепные	0,72	10,0	1,2	15,0
			Двухцепные	Отключена одна цепь	0,81	9,5	1,3
				Отключены две цепи	0,05	12,4	0,15
		Деревянные	-	1,46	13,0	2,5	16,0
	110	Металлические	Одноцепные	1,28	8,8	2,1	14,5
			Двухцепные	Отключена одна цепь	1,68	6,9	3,8
				Отключены две цепи	0,17	10,3	0,4
	110	Железобетонные	Одноцепные	0,66	11,0	1,6	15,5
			Двухцепные	Отключена одна цепь	1,01	8,4	2,4
				Отключены две цепи	0,13	14,8	0,4
		Деревянные	-	1,44	1,2	3,6	14,0
Воздушная	220	Металлическая	Одноцепные	0,5	11,3	2,8	17,0
			Двухцепные	Отключена одна цепь	0,63	11,2	3,3
				Отключены две цепи	0,04	14,9	0,5
		Железобетонные	Одноцепные	0,36	9,3	1,8	24,0
			Двухцепные	Отключена одна цепь	0,47	8,6	1,1
				Отключены две цепи	0,03	7,6	0,3
		Деревянные	-	0,57	10,6	5,4	17,9
	330	Металлические	Одноцепные	0,55	10,8	3,0	21,0
			Двухцепные	Отключена одна цепь	0,90	9,4	7,3
				Отключены две цепи	0,09	4,9	0,3
Воздушная	500	Железобетонные	Одноцепные	0,3	15,3	2,9	20,0
		Металлические	Одноцепные	0,21	14,3	3,1	18,0
		Железобетонные	Одноцепные	0,15	13,0	3,5	23,0
	750	-	-	0,2	20,0	0,17	***
	6-15	-	-	7,5	16****	1,0	2,0
Кабельная	20-35	-	-	3,2	16****	1,0	2,0
	До 1	-	-	10,0	24****	1,0	***

* На 100 км.

** На одну линию.

*** Отсутствует представительная выборка данных. Коэффициент учета неустойчивых отказов

**** Указана продолжительность ремонта.

БЛ 35-750 кВ

$U_{ном}$ кВ	$\frac{\omega}{\omega_{\Sigma}}$
35	0,34
110-154	0,24
220-330	0,25
500-750	0,36

Таблица

4.5

Показатели надежности трансформаторов. В качестве основных показателей надежности трансформаторов приняты:

- параметр потока отказов ω , I/год;
- среднее время восстановления $T_{\text{в}}$, ч;
- частота текущих ремонтов $M_{\text{т}}$, I/год;
- продолжительность текущего ремонта $T_{\text{рт}}$, ч.

Основные показатели надежности трансформаторов приведены в табл.4.6.

Усредненные значения показателей надежности приведены для всех типов трансформаторов независимо от их назначения. Показатели параметра потока отказов и среднего времени восстановления трансформаторов получены как среднее значение за 6 лет - с 1977г. по 1982г. Показатели $M_{\text{т}}$ (I/год) и $T_{\text{рт}}$ (ч) приведены для текущих ремонтов, выполняемых в соответствии с требованиями действующих Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭС) и Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электрических станций и подстанций.

Показатели надежности сборных шин. В качестве основных показателей надежности сборных шин приняты:

- параметр потока отказов ω , I/год на присоединение;
- среднее время восстановления $T_{\text{в}}$, ч;
- частота капитальных ремонтов $M_{\text{к}}$ I/год;
- продолжительность капитального ремонта $T_{\text{рк}}$, ч.

Показатели надежности приведены в табл.6.

При обесточении одновременно двух систем шин параметр потока отказов определяется умножением данных, приведенных в табл.4.7 на коэффициент 0,6 для шин напряжением 110-220 кВ и на коэффициент 0,25 для шин напряжением 330-500 кВ.

Параметр потока отказов определен для схемы РУ "две системы шин" при обесточении одной системы шин. При определении параметра потока отказов учитывались отказы собственно шин и аппаратов, подключенных непосредственно (без разъединителей и предохранителей) к шинам, и не учитывались отказы выключателей при отключении ими

Таблица 4.6

Показатели надежности трансформаторов

$S_{ТНМ}$ МВ·А	$U_{ВН НМ}$ кВ	ω 1/год	T_b ч	μ_T 1/год	T_{PT}^* ч
До 2,5	6-20	0,016	50	0,25	6
	35	0,01	40	0,25	6
2,5-7,5	6-20	0,008	120	0,25	8
	35	0,007	65	0,25	20
	110	0,018	40	0,25	28
10-80	35 и ниже	0,012	70	0,75	26
	110-150	0,014	70	0,75	28
	220	0,035	60	0,75	28
Более 80	110-150	0,075	95	1,0	30
	220	0,025	60	1,0	30
	330	0,053	45	1,0	30
	500-750	0,024***	220	1,0	50
		0,05***			

* На один трансформатор.

** Для однофазных трансформаторов.

*** Для трехфазных трансформаторов.

Таблица 4.7

Показатели надежности сборных шин

$U_{НМ}$ кВ	ω 1/год на присое- динение	T_b ч	μ_K^* 1/год	T_{PK}^* ч
6	0,03	5	0,166	5
10	0,03	7	0,166	5
20-35	0,02	7	0,166	4
110-150	0,016	5	0,166	4
220	0,013	5	0,166	3
330	0,013	5	0,166	3
500	0,013	5	0,166	5
750	0,01	6	0,166	5

* На присоединение.

КЗ на линиях. Показатель ТВ рассчитан по материалам ПО "Союзтехэнерго" как среднее время восстановления одной секции шин. Значения показателя среднего времени восстановления принимаются одинаковыми для всех схем соединения РУ.

Продолжительность капитального ремонта $T_{рк}$ дана на одно присоединение по экспертным оценкам.

Показатели надежности коммутационной аппаратуры. В качестве основных показателей надежности выключателей, короткозамыкателей, отделителей и разъединителей приняты:

- параметр потока отказов ω , I/год;
- среднее время восстановления $T_{в}$, ч;
- частота капитальных ремонтов μ_k , I/год;
- продолжительность капитального ремонта, $T_{рк}$ ч.

Основные показатели надежности коммутационных аппаратов приведены в табл.4.8 и 4.9.

Показатель ω получен как среднее значение за 6 лет - с 1977г. по 1982г. (в расчете на I аппарат). Параметр $T_{в}$ получен как среднее время восстановления на один отказ аппарата с приводом за тот же период. Параметры μ_k и $T_{рк}$, приведенные в табл.4.9 определены в соответствии с требованиями ПТЭ по "Нормам времени на капитальный и текущий ремонты и техническое обслуживание оборудования подстанций напряжением 35-500 кВ" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1980) и "Нормам времени на ремонт и техническое обслуживание электрического оборудования напряжением 750 кВ" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1979).

Параметр потока отказов разъединителей приведен из литературных источников. Показатели надежности отделителей, короткозамыкателей и параметры $T_{в}$, μ_k , $T_{рк}$ разъединителей определялись аналогично соответствующим показателям для выключателей.

В табл.4.II приведены значения относительной частоты отказов выключателей при отключении КЗ $\alpha_{кз}$, под которым понимается отношение количества отказов выключателей при отключении КЗ и количеству отключенных КЗ. При этом учитывались отказы как собственно выключателя, так и его привода, вызвавшие отказ функционирования выключателя, но не учитывались отказы устройств релейной защиты.

В табл. 4.I0 приведены значения относительной частоты отказов выключателей при отключении к.з. и оперативных переключениях.

Таблица 4.8

Вид выключателей	U _{ном} кВ	Тип	ω 1/год	T _в ч	μ_k 1/год	T _{рк} [*] ч
Автоматические	До I	-	0,05	1	0,33	10
Электромагнитные	6-10	ВЭМ-6, ВЭМ-10, ВЭ-10	0,022	11	0,2	24
Маломасляные	10	ВМЛ-10	0,009	20	0,14	5
		Прочие	0,009	20	0,14	10
	20	-	0,01	25	0,14	**
	35	-	0,02	25	0,14	9
	110-150	-	0,06	20	0,14	30
Масляные баковые	35	-	0,01	30	0,14	12
	110	-	0,016	40	0,14	23
	220	-	0,055	50	0,14	43
Воздушные	15-20	-	0,04	20	0,2	40
	35	-	0,02	40	0,2	29
	110	-	0,02	20	0,2	45
	220	ВВБ	0,02	55	0,2	122
		Прочие	0,02	25	0,2	98
	330***	ВВБ	0,03	48	0,2	161
		Прочие	0,03	60	0,2	113
	500***	ВВБ	0,15	60	0,2	**
		Прочие	0,15	60	0,2	133
	750***	-	0,25	75	0,2	271

* На один выключатель.

** Отсутствует представительная выборка данных.

*** Показатели надежности выключателей на напряжение 330-750 кВ приведены без учета отказов выключателей ВВБ.

Таблица 4.9

Показатели надежности разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Аппарат	U _{ном} кВ	ω 1/год	T _в ч	μ_k 1/год	T _{рк} [*] ч
Разъединители	6-10	0,01	7	0,166	4
	35	0,01	6	0,166	6
	110	0,01	11	0,166	8
	150	0,01	15	0,166	11
	220	0,01	7	0,166	13
	330	0,01	10	0,166	18
	500	0,01	14	0,166	31
	750	0,01	14	0,166	81
Отделители	35	0,015	3	0,33	7
	110	0,01	3,5	0,33	10
	220	0,01	3,5	0,33	16
Короткозамыкатели	35	0,01	4	0,33	8
	110	0,01	6	0,33	6
	220	0,01	6,1	0,33	8

* На один аппарат.

Таблица 4.10

Значение относительной частоты отказов ($\alpha_{оп}$) выключателей

Вид выключателя	$U_{ном}$ кВ	$\alpha_{оп}$
Электромагнитные	6-10	0,0022
Маломасляные	20 и выше	0,003
	35	0,005
	110	0,006
Масляные баковые	20 и выше	0,001
	35	0,006
	110-154	0,004
	220	0,011
Воздушные	35	0,013
	110-154	0,004
	220	0,004
	330	0,002
	500 и выше	0,007

Таблица 4.11

Значение относительной частоты отказов выключателей ($\alpha_{кз}$) при КЗ

Вид выключателя	$U_{ном}$ кВ	Тип выключателя	$\alpha_{кз}$
Электромагнитные	6-10	-	0,027
Маломасляные	20 кВ и ниже	ВМП	0,005
		Прочие	0,002
	35	-	0,005
	110	-	0,013
Масляные баковые	20 и ниже	-	0,003
	35	-	0,006
	110-150	У	0,006
		Прочие	0,004
	220	У	0,009
		Прочие	0,009
Воздушные	35	-	0,012
	110-150	ВВБ	0,004
		Прочие	0,003
	220	ВВБ	0,006
		Прочие	0,003
Воздушные	330	ВВБ	0,006
		Прочие	0,002
	500 и выше	ВВБ	0,003
		Прочие	0,02

Во втором источнике более подробно представлены электропередачи - учтен материал опор.

Сравнение показателей в этих двух источниках по параметру потока отказов элементов показывает, что для линий эти показатели существенно меньше (в 1,5-3 раза), для трансформаторов - разница почти на порядок. Также почти на порядок меньше вероятности отказов в срабатывании выключателей.

Это еще раз подтверждает в ПО "Союзтехэнерго" приходит из энергосистем неполная ("просеянная") статистика.

Произведенное сравнение позволяет рекомендовать к использованию показатели, представленные в /19/. Однако при этом следует обратить внимание на следующее весьма важное положение. Показатели по /19/ являются усредненными. В конкретных энергосистемах показатели надежности могут существенно отличаться от усредненных. Так по данным, приводимым в /20/ в энергосистемах Украины параметр потока отказов ВЛ-IIО равен 16,6 1/г по 100 км. Это на порядок выше усредненных значений. Причем для отказов по не выясненным причинам параметр равен 10,1 1/г на 100 км. Можно только предположить, что это влияние большей концентрации индустриального и сельскохозяйственного производства в этом регионе. Примеров такого рода можно привести достаточное количество. В большинстве из них причины ясны, чаще всего это климатические условия и уровень квалификации обслуживающего персонала.

Поэтому необходимо стремиться к использованию показателей, отражающих надежность элементов, функционирующих в том регионе, для которого ведется проектирование.

При сравнительной оценке надежности схем РУ подстанций и ее оптимизации (т.е. практически решенной исследовательской задачи) правомерно использование показателей, представленных в /19/.

В заключение этого раздела приведем некоторые дополнительные сведения, представленные в /20/ и в последних работах ВНИИЭ /4/.

Установлено, что надежность трансформаторов снижается с ростом их номинального напряжения (см.рис.4-1). Это объясняется абсолютным увеличением потенциала на элементах трансформатора и

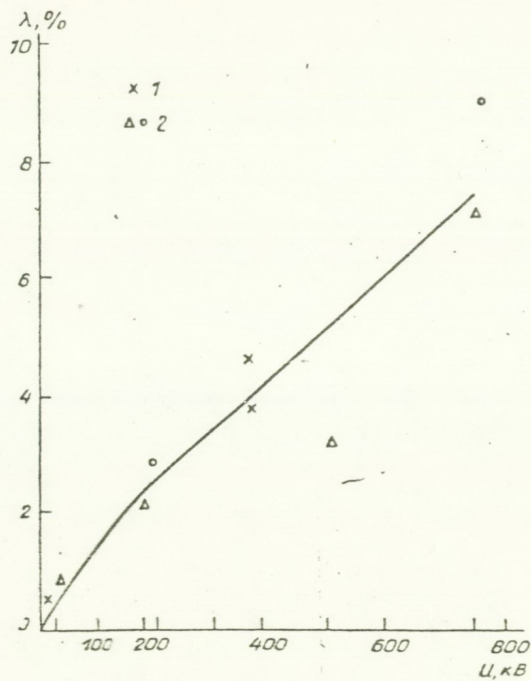


Рис.4-1. Зависимость параметра потока отказов силовых трансформаторов от их номинального напряжения:

1—по [21], 2—по [32]

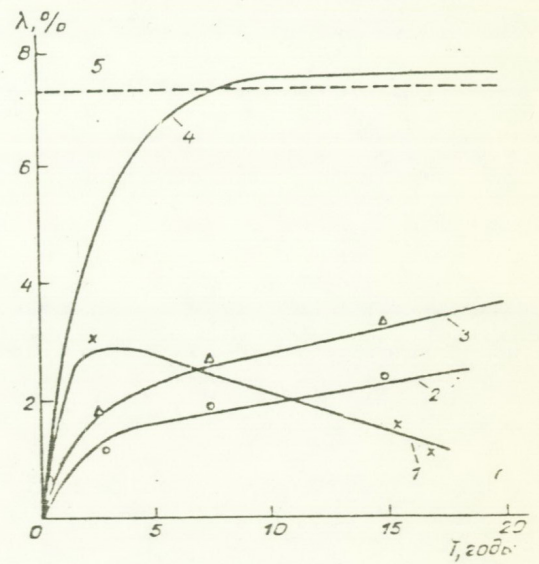


Рис.4-2. Зависимость параметра потока отказов трансформаторов от наработки:

1—трансформаторы класса до 100 кВ; 2—до 300 кВ; 3—до 550 кВ; 4—735...765 кВ; 5—средние значения для трансформаторов класса 735...765 кВ

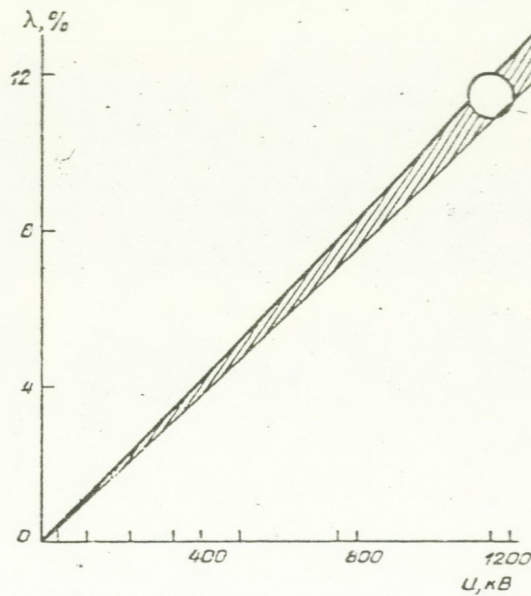


Рис.4-3. Предполагаемые параметры потока отказов трансформаторов класса 1150 кВ на основе экспериментальных данных по классам 35...750 кВ

градиента электрического поля в изоляции, снижением уровня изоляции, увеличением количества и мощности к.з. в системах.

На основе большого количества данных об отечественных (более 600) и зарубежных (более 1000) повреждениях можно отметить, что у трансформаторов с напряжением $U < 100$ кВ имеется явно выраженный приработочный период, (см.рис.4-2).

Имеющие в /20/ данные показывают, что трансформатор класса 750 кВ - достаточно сложная и еще хорошо не освоенная машина, у которой удельная повреждаемость существенно выше, чем у трансформатора меньших классов напряжения. Если даже при переходе на следующую ступень напряжения 1150 кВ не возникнут другие, более сложные механизмы разрушения их изоляции из-за чрезмерно высоких потенциалов, градиентов и сниженных уровней изоляции, то экстраполяция удельной повреждаемости трансформаторов 110...750 кВ показывает, что у класса 1150 кВ она должна быть на уровне 10,5 - 11,5% (см.рис.4-3).

На рис.4-4, взятом из [4] приведена зависимость удельного числа аварийных отключений от номинального напряжения по советским и зарубежным многолетним данным. Повышение надежности линий с ростом их пропускной способности является благоприятным фактором. Дополнительно следует указать следующее. Отмеченная закономерность и сокращение примерно в 2-2,5 раза числа их отключений в результате применения устройств АПВ, привели к тому, что надежности энергоснабжения по передачам 750 кВ в целом ныне существенно сказываются повреждаемость электрооборудования конечных подстанций и ошибки эксплуатационного персонала. В Канаде и СССР на одно отключение ВЛ 735-750 кВ из-за ее повреждения приходится одно отключение из-за повреждения электрооборудования на конечных подстанциях и еще 0,5-1 отключения из-за ложного или избыточного действия устройств РЗА или ошибок персонала. Такое соотношение указывает на практическую целесообразность повышения надежности схем и оборудования подстанций и квалификации обслуживающего персонала.

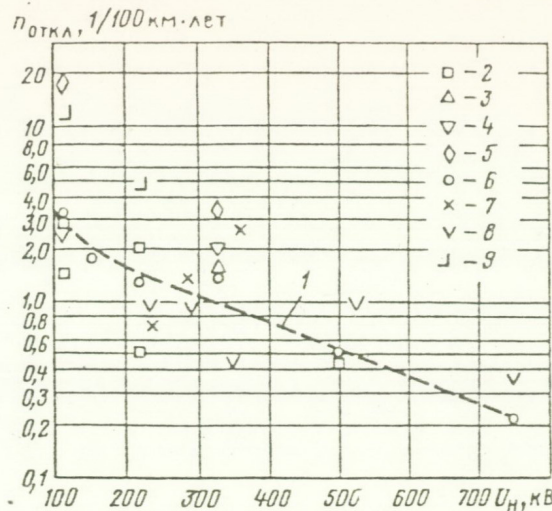


Рис. 4-4. Кривая удельного числа аварийных отключений ВЛ (на 100 км в год) в зависимости от номинального напряжения по эксплуатационным данным:

1 — средняя зависимость для советских ВЛ; 2 — данные по советским ВЛ за 1959—1962 гг., $108 \cdot 10^3 \text{ км} \cdot \text{лет}$ наблюдения [1]; 3 — данные по советским ВЛ 330 кВ за 1962—1968 гг. и 500 кВ за 1956—1970 гг., $100 \cdot 10^3 \text{ км} \cdot \text{лет}$ [2]; 4 — данные по советским ВЛ 330 кВ ОЭС Северо-Запада за 1970—1980 гг., $67 \cdot 10^3 \text{ км} \cdot \text{лет}$ [3]; 5 — данные по советским ВЛ 110 и 330 кВ Западной части ОЭС Юга, $33,7 \cdot 10^3 \text{ км} \cdot \text{лет}$ [4]; 6 — данные по советским ВЛ за 1961—1985 гг., $2635 \cdot 10^3 \text{ км} \cdot \text{лет}$; 7 — данные по американским и канадским ВЛ за 1950—1965 гг., $276 \cdot 10^3 \text{ км} \cdot \text{лет}$ [2]; 8 — данные по канадским ВЛ 735 кВ за 1978—1985 гг., $33,5 \cdot 10^3 \text{ км} \cdot \text{лет}$, [5]; 9 — данные по венгерским ВЛ, $93 \cdot 10^3 \text{ км} \cdot \text{лет}$ [6].

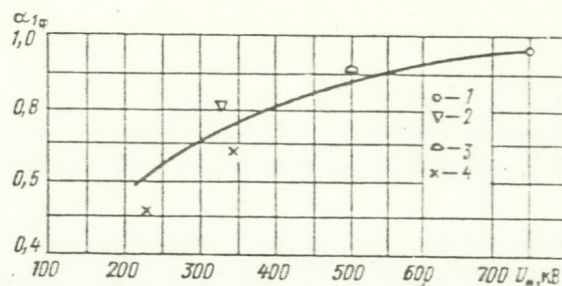


Рис. 4-5. Кривая доли однофазных замыканий в поврежденных ВЛ в зависимости от их номинального напряжения по эксплуатационным данным:

1 — советские ВЛ за 1981—1985 гг., $2635 \cdot 10^3 \text{ км} \cdot \text{лет}$; 2 — ВЛ 330 кВ ОЭС Северо-Запада за 1970—1980 гг., $68 \cdot 10^3 \text{ км} \cdot \text{лет}$; 4 — американские и канадские ВЛ за 1950—1965 гг., $276 \cdot 10^3 \text{ км} \cdot \text{лет}$; 3 — ВЛ 500 кВ за 1961—1968 гг., $43,9 \cdot 10^3 \text{ км} \cdot \text{лет}$.

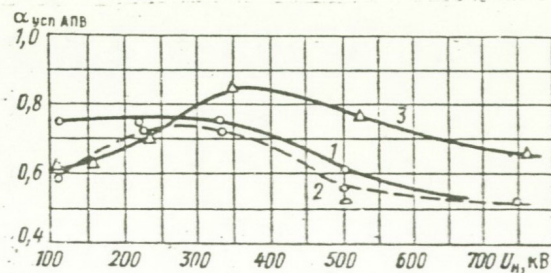


Рис. 4-6. Кривые доли успешных АПВ в зависимости от номинального напряжения ВЛ по эксплуатационным данным:

1 — для всех видов АПВ на советских ВЛ; 2 — для ОАПВ на советских ВЛ; 3 — для всех видов АПВ в американских ВЛ за 80-е годы [8]; $66,9 \cdot 10^3 \text{ км}$ (срок наблюдения не указан); остальные обозначения — см. на рис. 1 и 2.

С увеличением номинального напряжения и соответствующим их габаритов все большая доля отключений ВЛ связана с однофазными к.з., см.рис.4-5.

Успешность всех видов АПВ и отдельно ОАПВ в зависимости от номинального напряжения приведена на рис.4-6.

ВЫВОДЫ

1. Рассмотренные в обзоре аналитические методы оценки надежности РУ требуют корректировки. В основном это относится к обоснованию числа расчетных состояний, вида расчетных аварий и выбору в связи со спецификой схемы моделей функционирования коммутационной аппаратуры.

2. При разработке модели функционирования выключателя необходимо в случае его повреждения в нормальном состоянии более детально рассмотреть влияние учета вида к.з. (в одну или обе стороны), расстановку трансформаторов тока, действие РЗ и А.

3. Противоположные или неравличающиеся результаты, полученные разными авторами для полуторной схемы и схемы трансформатор-шины являются предпосылкой для более глубокого анализа надежности этих схем РУ. Кроме того необходимо учитывать, что результаты сравнения надежности схем РУ не могут быть абсолютными, они могут изменяться при вариации числа присоединений.

4. В рассмотренных методиках учитывается только первый этап развития аварии, значимость учета второго этапа развития аварии (отказы УРОВ) не оценивается. Такую оценку необходимо провести на последующих этапах работ.

5. При применении программы ЛПИ к выбору варианта схемы РУ конкретного объекта полученные показатели надежности на технико-экономическом этапе сравнения используются некорректно: весьма грубо оценивается ожидаемый недоотпуск энергии.

6. Опыт формализации списания структуры схемы РУ ее функционирования и идентификации аварийных ситуаций показывает, что использование аппарата теории графов с применением матриц инцидентности и связности является недостаточным, необходима дополнительная информация, представленное в специальных матрицах (списках). Здесь может оказаться полезным опыт, реализованный в алгоритме ЛПИ.

7. Оценки показателей надежности, полученные НПО "Союзтехэнерго" для многих элементов РУ и линий являются существенно и весьма осуществленно (почти на порядок) заниженными. Поэтому к использованию целесообразно рекомендовать вариант нормативов (показателей) надежности для проектирования электроэнергетических систем, подготовленный рабочей группой Всесоюзного семинара "Методические вопросы исследования больших систем энергетики".

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методика расчета надежности подстанций по схемам "мостика" и "квадрата". Отчет № 3805TM-TI, 1967г.
2. В.А. Непомнящий. Учет надежности при проектировании энергосистем. М., Энергия 1978.
3. Г.С. Лисовский, М.Э. Хейфиц, Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35-750 кВ. М., Энергия, 1977.
4. В.С. Рашкес. Обобщение эксплуатационных данных эффективности ОАПВ ВЛ СВН и опытных данных времени гашения дуги подпитки, Электрические станции, 1989г., № 3.
5. Ю.Б. Гук, Э.А. Лосев, А.В. Мясников. Оценка надежности электроустановок. М., "Энергия, 1974.
6. Ф.И. Синьчугов. Выбор главных схем электрических соединений блочных электростанций, Электрические станции, 1967, № 5.
7. П.Г. Грудинский, В.И. Эдельман, Применение метода блок схем для расчета надежности систем электроснабжения. Электрические станции, 1973, № 2.
8. В.Д. Таривердиев, Табличный метод расчета надежности первичных схем электрических соединений подстанций. В кн.: Надежность и экономичность энергосистем. Т. I. Новосибирск. Наука. 1970.
9. Ю.Б. Гук, Анализ надежности электроэнергетических установок, Энергоатомиздат, Л., 1988.
10. Отчет по НИР "Расчет структурной надежности вариантов схем 2-й очереди Смоленской АЭС", кафедра "Электрические станции" Азнефтехим им. Н. Азизбекова, Баку, 1981.
11. С.М. Аристакисян, А.С. Зайцев, В.С. Каратук. Особенности оценки надежности сложных схем электростанций с учетом прилегающей сети. В кн.: Моделирование систем электроснабжения, Кишинев, "Штиинца", 1988.
12. М.Н. Розанов. Надежность электроэнергетических систем, М., Энергоатомиздат, 1984.

13. М.Н.Розанов, Т.Г. Селекнова, Программа анализа надежности схем распределительных устройств станций и подстанций системообразующей сети. В сб., Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Выпуск 22. Программное обеспечение для исследования и оптимизации надежности систем энергетики. СО АН СССР, СЭП, Иркутск 1981.
14. Проект, ВГПИИНИИ "Гидропроект", Курская АЭС, III очередь, том 5. Электрическая часть. № 1053-25-61, 1983.
15. М.М. Лебедев. Применение топологии к анализу и синтезу коммутационных схем распределительных устройств I. Основы метода Доклады АН Арм.ССР. Т IX, № 3, 1948.
16. М.М.Лебедев, И.С.Нейштадт, В.В.Ташевский. О топологических методах анализа надежности распределительных устройств. Известия АН СССР Энергетика и транспорт, № 3, 1971.
17. И.С.Нейштадт. Анализ надежности схем первичной коммутации электростанций. Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1969, № 2.
18. Ф.И.Синьчугов. Учет режимов работы электрических сетей при расчетах их надежности. Электричество. 1988, № 5.
19. В.Г.Китушин, Л.Д.Хомлянская. Вариант нормативов надежности для проектирования электроэнергетических систем. В сб.: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Нормативные требования к надежности систем энергетики. "Наука" Новосибирск, 1986.
20. А.С.Кудратиллаев. Методы и устройства контроля изоляции высокого напряжения. Ташкент, "Фан", 1988.