

ИСПОЛНИТЕЛИ

1. Шевченко А.Т., с.н.с. Введение, гл. I, 2 и 3, Приложение I
Выводы, Заключение.
2. Смирнов Э.П., Зав. сектором. Приложение II. Общее руководство.
3. Айрапетов Ю.Г., ГИП, § 4, 5.
4. Рубинчик В.А., ГИП, § 4.4.
5. Вавин Н.В., с.н.с. § 4.4 и 4.5.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Введение	4
2. Глава первая. Анализ процесса принятия решения по схемам электрических соединений при проектирова- нии ЭЭС	7
3. Глава вторая. Условия резервирования элементов схем выдачи мощности электростанций и подстанций основной сети	12
4. Глава третья. Расчет надежности схем электрических соединений.	
4.1. Параметры надежности элементов	22
4.2. Определение аварийного недоотпуска электроэнергии	25
4.3. Расчет показателей надежности	26
4.4. Анализ сложных случаев отказов, связанных с действием релейной защиты и линейной автоматики.	32
4.5. Анализ функциональных возможностей главных схем подстанций, которые необходимо учитывать для расчетов надежности.	37
5. Приложения	42
6. Выводы	57
7. Заключение	58
8. Литература	59

І. В В Е Д Е Н И Е

Интенсификация и повышение эффективности производства тесно связаны с ростом электровооруженности труда. Данная стратегия, естественно, требует высокой надежности электроснабжения потребителей. Экономически целесообразный уровень надежности систем электроснабжения может быть достигнут за счет резервирования их элементов, что, однако, связано с дополнительными капитальными вложениями.

Обоснование оптимального уровня резервирования и выбор способа его обеспечения предусматривается на стадиях планирования и проектирования развития электроэнергетических систем (ЭЭС). С технической точки зрения различают схемную и системную надежность. С технологических условий проектирования ЭЭС выделяют:

Надежность электроснабжения конкретных потребителей;
надежность обеспечения энергоузлов по генерирующей мощности и энергии;

надежность параллельной работы энергоузлов.

Принимаемый уровень надежности должен быть экономически обоснован путем сопоставления материальных затрат на ее повышение и экономических последствий из-за недостаточной надежности.

Надежность – свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования.

Она тесно связана с понятиями работоспособности и отказа. Работоспособность – состояние объекта, при котором он способен выполнять все или часть заданных функций в полном или частичном объеме. Состояние объекта, при котором он способен выполнять все заданные функции в полном объеме, соответствует полностью работоспособное состояние. В противном случае имеет место частично работоспособное состояние. Предельный случай частично неработоспособного состояния, когда объект не может выполнять ни одной функции даже в частичном объеме, называется неработоспособным состоянием. Случайное событие, заключающееся в переходе объекта с одного уровня работоспособности на другой, более низкий, представляет собой отказ работоспособности. Отказы могут быть внезапными, постепенными, полными, частичными, устойчивыми,

неустойчивыми, зависимыми, независимыми. Заметим, что независимый отказ, необусловленный отказом другого элемента.

Выделяют ряд подсвойств свойства надежности электроэнергетических объектов. Безотказность — свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течении некоторого времени. Живучесть — свойство противостоять возмущениям, недопуская их каскадного развития с массовым нарушением электроснабжения потребителей. Ремонтпригодность — свойство, заключающееся в приспособленности объектов к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов и устранению их последствий. Долговечность — свойство функционировать без старения и износа. Устойчивость — свойство функционировать без нарушений устойчивости параллельной работы генераторов и нагрузки. Надежность систем энергетики включает в себя также режимную управляемость, обеспечиваемую в первую очередь релейной защитой и противоаварийной автоматикой, и безопасность.

Целью данного отчета является обобщение научных разработок по оценке схемной надежности при планировании и проектировании систем электроснабжения. Предлагаемые методы и характеристики надежности подлежат детальному рассмотрению, анализу, корректировке для выработки рекомендаций по их использованию в проектной практике.

При этом следует иметь в виду, что неиспользование расчетов надежности при принятии решений может приводить к нерациональному расходованию народнохозяйственных средств. Имеется достаточно примеров, когда нормативы, принятые в руководящих указаниях только на основе опыта без соответствующего научного обоснования, являются далеко не оптимальными (например, резервирование блочных трансформаторов на электростанциях, выбор числа и мощности трансформаторов и автотрансформаторов, выбор числа линий выдачи мощности и др.). Затраты же на научные исследования (при разумном их использовании) на два — три порядка меньше от их экономического эффекта.

В первой главе рассматривается обычный процесс принятия решения по схемам электрических соединений. В качестве граничного условия при оптимизации схем принимается значение уровня расчетной надежности. Для оптимизации параметров элементов схем электрических соединений должны рассматриваться нормальные, ремонтные и аварийные режимы.

Во второй главе получены критериальные выражения для определения допустимой запираемой генерирующей мощности, из-за ненадежности элементов схем выдачи мощности, позволяющие конструировать варианты схем выдачи мощности.

В третьей главе рассмотрен метод для расчета надежности схем электрических соединений.

2. ГЛАВА ПЕРВАЯ. АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПО СХЕМАМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЭС.

Обоснование параметров элементов схем электрических соединений представляет собой часть глобальной задачи оптимизации энергосистем с учетом всех ее подсистем и связей. Однако решение такой задачи как единый акт оптимизации затруднительно из-за:

- 1) отсутствие математических методов и соответствующих моделей;
- 2) многомерности и необозримости задачи;
- 3) конечной чувствительности любой модели. Так, например, выключатель стоимостью полмиллиона рублей составляет менее миллионной части основных фондов ЭЭС.

Поэтому решение глобальной задачи сводится к решению локальных задач. Условиями их использования являются:

- а) сохранение граничных условий;
- б) относительно слабые функциональные связи между подсистемами;
- в) относительно слабое влияние параметров одной подсистемы на качество параметров другой.

В качестве граничного условия при обосновании параметров элементов схем электрических соединений может выступать уровень принятой расчетной надежности. Рассмотрим его использование при определении установленной мощности энергосистем.

Установленная мощность энергосистем планируется для покрытия нагрузки энергосистем, проведения планово-предупредительных и аварийно-восстановительных ремонтов генерирующего оборудования. Ремонты генерирующего оборудования стремятся проводить в моменты провала графика месячных максимумов ЭЭС. При его недостаточности планируется ремонтный резерв мощности.

Для покрытия длительных аварийных простоев генерирующего оборудования планируется аварийный резерв мощности ЭЭС. Для его определения строится кривая интегральной функции вероятностей дефицита мощности ЭЭС (рис.1). При ее построении учитывается повреждаемость генерирующего оборудования, блочных трансформаторов и транспортных линий; могут учитываться случайные отклонения от расчетного баланса мощности; но не учитываются режимные ограниче-

ния выдачи мощности из-за ненадежности элементов схем выдачи мощности. Площадь между кривой (рис. I) и осями координат пропорциональна недоотпуску электроэнергии потребителям ЭЭС при отсутствии аварийного резерва. При установке в системе резервной мощности ΔR снимается недоотпуск электроэнергии, пропорциональный площади $OIAK$. При выдерживании в ЭЭС принятого уровня расчетной надежности D /3/ в ЭЭС устанавливается резерв мощности R , а снимается недоотпуск определяемый интегралом

$$\Delta W = \int_0^R F(R) dR.$$

Хвостовая часть кривой представляет планируемый недоотпуск электроэнергии потребителям ЭЭС.

Таким образом, уже на стадии определения установленной мощности ЭЭС планируется определенный недоотпуск электроэнергии потребителям ЭЭС за счет:

- а) конечной величины уровня расчетной надежности;
- б) не учета режимных ограничений выдачи мощности из-за ненадежности элементов схем выдачи мощности.

Принятый уровень расчетной надежности должен назначаться не специалистами-энергетиками, а определяться из оптимизационных расчетов всего народного хозяйства, например, исходя из максимума получения национального дохода.

Резервы мощности ЭЭС требуют миллиардных капиталовложений. Кроме того построение кривой интегральной функции (рис. I) с учетом всевозможных факторов не вызывает затруднений. (Автор сожмет представить в виде отдельного отчета достаточно точные, быстродействующие методы ее построения). Поэтому в связи с возможностью использования уровня расчетной надежности в качестве граничного условия при решении локальных оптимизационных задач в области электроэнергетики нельзя согласиться с авторами /4/ о планировании резерва мощности в виде процентов от установленной мощности ЭЭС.

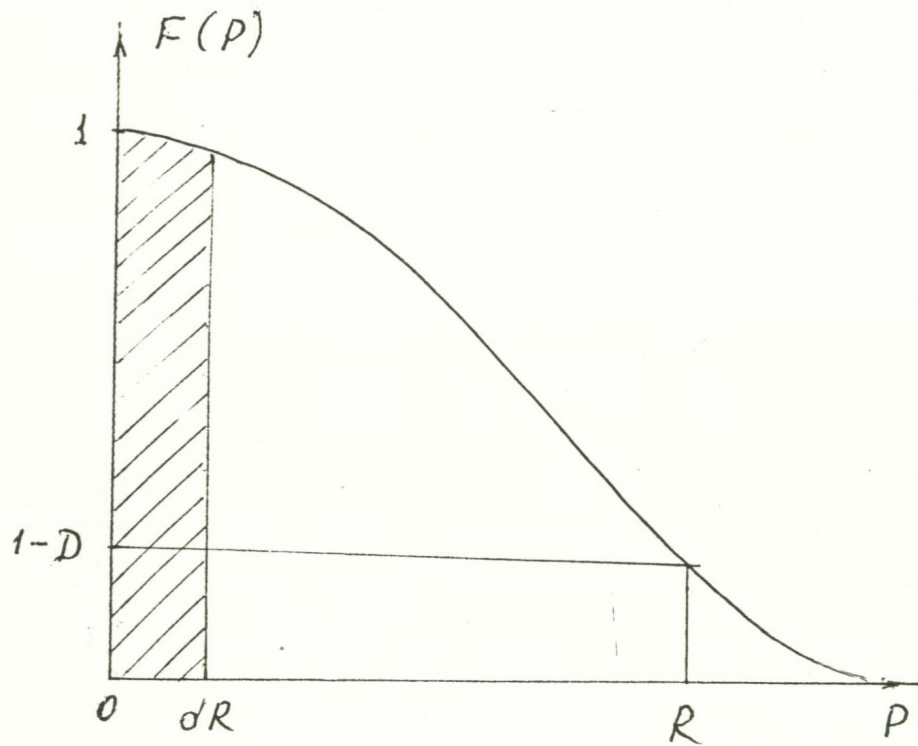


Рис. 1.

При обосновании надежности схем электрических соединений ЭЭС выделяются две задачи:

а) обоснование надежности схем выдачи генерирующей мощности (здесь рассматриваются главные схемы электрических соединений электростанций и подстанций основной сети);

б) надежность электроснабжения конкретных потребителей (здесь рассматривается надежность главных схем подстанций распределительной сети).

Хотя каждая задача имеет специфические вопросы (особенно с оптимизационной точки зрения) общий метод их обоснования одинаков и сводится к рассмотрению нормального, ремонтных и аварийных режимов. Анализ нормального и ремонтных режимов позволяет выявить требования к параметрам элементов оборудования. При этом надежность электроснабжения потребителей ЭЭС должна быть не ниже принятого уровня расчетной надежности. В ремонтных режимах схем выдачи мощности (раздел 3) допускается экономически целесообразное значение ограничения выдачи генерирующей мощности при условии, что надежность электроснабжения потребителей ЭЭС обеспечивается с принятым уровнем расчетной надежности. В аварийных режимах как при планировании развития энергосистем, так и при обосновании надежности конкретных потребителей допускается экономически целесообразное ограничение выдачи мощности.

Выявление требований к параметрам элементов схем электрических соединений проводится на основе норм технологического проектирования, ПУЭ и других материалов. Нормативные указания как правило основаны на опыте эксплуатации и нуждаются в теоретическом осмыслении и уточнении. Уточнение значений параметров элементов при рассмотрении аварийных режимов проводится на основе сравнения затрат на дублирование (в общем случае увеличение пропускной способности) соответствующих элементов с экономическими последствиями от ненадежности. Для определения экономических последствий необходимо использовать методы и модели расчета показателей надежности и оценки экономических последствий. Одним из важнейших требований к таким моделям является обозримость и наглядность как

самых расчетов, так и их результатов, возможность оператора достаточно просто влиять на функционирование модели с целью получения желаемого результата. Расчет надежности схем не самоцель, а средство достижения рационального построения их.

3. ГЛАВА ВТОРАЯ. УСЛОВИЯ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СХЕМ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ ОСНОВНОЙ СЕТИ.

Как показано в разделе 2 при определении установленной мощности энергосистем не учитываются ограничения генерирующей мощности (режимные ограничения) из-за планово-предупредительных и аварийно-восстановительных ремонтов элементов схем выдачи мощности. Резервирование их простоев при выдерживании принятого уровня расчетной надежности (D) может быть выполнено за счет их дублирования (в общем случае увеличением пропускной способности (Π) и (или) за счет увеличения резервной мощности, то есть оптимизируемым функционалом является

$$Z_{\Sigma} = \Phi(\Pi) + f(R) \rightarrow \min \text{ при } D = \text{const}, (3.1)$$

где $\Phi(\Pi)$ — функция затрат в пропускную способность;

$f(R)$ — то же, в резервную мощность.

Минимум (3.1) достигается, когда

$$\frac{\partial Z_{\Sigma}}{\partial \Pi} = \frac{\partial \Phi(\Pi)}{\partial \Pi} + \frac{\partial f(R)}{\partial R} \frac{\partial R}{\partial \Pi} = 0. \quad (3.2)$$

Введем обозначения

$$\frac{\partial \Phi(\Pi)}{\partial \Pi} = \beta_{\Pi}, \quad \frac{\partial f(R)}{\partial R} = \beta_R,$$

где β_{Π} и β_R — удельные приросты затрат соответственно в пропускную способность элементов и резервную генерирующую мощность.

Переходя к конечным приращениям резервной мощности получим условие (3.2) в виде

$$\partial(\Delta R) / \partial \Pi = \beta_{\Pi} / \beta_R. \quad (3.3)$$

Определение оптимального значения (3.1) с использованием (3.3) может быть выполнено методом численного интегрирования с использованием ЭВМ.

Однако для практического использования при достаточной в проектной практике точности достижение принятого уровня расчетной надежности можно использовать один из указанных выше способов. Определение способа покрытия дефицитов генерирующей мощности при режимных ограничениях может быть выполнено сравнением приведенных затрат соответственно в резервную мощность и в пропускную способность элементов схем выдачи мощности. При этом вновь введенная резервная мощность используется только в моменты простоя данного элемента. В остальное время она свободна и может использоваться для покрытия других, возникающих в ЭЭС, дефицитов мощности. Поэтому для покрытия дефицита мощности из-за ненадежности элементов схем выдачи мощности в ЭЭС достаточно ввести резервную мощность, составляющую только часть возникающего дефицита.

Очевидно увеличение резерва мощности ЭЭС при режимных ограничениях на электростанциях и подстанциях целесообразно, если дополнительные приведенные затраты ΔZ в пропускную способность элементов схем выдачи мощности (для снижения режимных ограничений) больше приведенных затрат на увеличение резервной мощности ЭЭС, т.е.

$$\Delta Z > K Z_{уд} \Delta P \quad (3.4)$$

где K — коэффициент, учитывающий увеличение резерва мощности ЭЭС при ограничении выдачи мощности электростанции; $Z_{уд}$ — удельные приведенные затраты в генерирующую мощность с учетом сетевой составляющей; ΔP — мощность, отключенная из-за ненадежности схемы выдачи мощности.

Учитывая слабую функциональную связь между аварийным и ремонтным резервом генерирующей мощности ЭЭС условие (3.4) может использоваться для определения способа резервирования отдельно в ремонтном и аварийном режиме (ремонтный резерв мощности не зависит от аварийного резерва, значение аварийного резерва незначи-

тельно зависит от ремонтного за счет неодновременности окончания ремонта одного элемента и начало другого. Коэффициент заполнения оценивается значением 0.93). Из (3.4) получаются критериальные выражения для определения допустимого значения запираемой генерирующей мощности в ремонтном

$$\Delta P_p \leq \Delta Z / (K_p Z_{\text{гг}}), \quad (3.5)$$

и аварийном

$$\Delta P_a \leq \Delta Z / (K_a Z_{\text{гг}}) \quad (3.6)$$

режимах.

В выражениях (3.5) и (3.6) K_p и K_a — коэффициенты увеличения резервной мощности.

Если выражения (3.5) и (3.6) выполняются, то увеличение пропускной способности элементов схем выдачи мощности (для ликвидации режимных ограничений) нецелесообразно, но в ЭЭС должен быть запланирован дополнительный резерв мощности:

ремонтный

$$R_p = K_p \Delta P_p \quad (3.7)$$

и аварийный

$$R_a = K_a \Delta P_a. \quad (3.8)$$

Ремонтный резерв мощности при планировании развития ЭЭС определяется путем вписывания ремонтных площадок — произведение мощности агрегата на нормированную длительность ремонта — в провал графика месячных максимумов ЭЭС. При недостаточности провала планируется ремонтный резерв мощности, значение которого составляет $\approx 6 - 8\%$ установленной мощности ЭЭС. Аварийный резерв мощности планируется для покрытия длительных аварийных выходов генерирующей мощности электростанций. Его значение в первом приближении пропор-

ционально математическому ожиданию дефицита мощности и составляет $\zeta_a = 10 \div 12\%$ от установленной мощности ЭЭС. Поэтому коэффициенты K_p и K_a могут быть определены по выражениям

$$K_p = \zeta_p (t_2 / t_{\varepsilon\lambda}) , \quad K_a = \zeta_a (S_2 / S_{\varepsilon\lambda}) , \quad (3.9)$$

где, соответственно, ζ_p и ζ_a - средние оценки необходимого ремонтного и аварийного резерва мощности в ЭЭС; t_2 и $t_{\varepsilon\lambda}$ - годовая длительность планово-предупредительного ремонта t пл элемента схемы выдачи мощности и блока; $S_2, S_{\varepsilon\lambda}$ - коэффициенты неготовности соответственно элемента и блока. Годовая длительность планово-предупредительного ремонта определяется выражением

$$t_{пл} = M_k T_k + M_r T_r ,$$

где: M_k, M_r - средняя частота проведения соответственно капитального и текущего ремонта; T_k, T_r - длительность проведения соответственно капитального и текущего ремонта.

При значениях $\zeta_p = 0,06 \div 0,08$, $\zeta_a = 0,1 \div 0,12$
 $3_{\text{уг}} = 40 \div 100$ руб/кВт из (3.5) и (3.6) получим

$$\Delta P_p \leq (0,13 \div 0,42) \Delta 3 (t_{\varepsilon\lambda} / t_2) , \quad (3.10)$$

$$\Delta P_a \leq (0,1 \div 0,25) \Delta 3 (S_{\varepsilon\lambda} / S_2) . \quad (3.11)$$

Для оценочных расчетов (например при конструировании вариантов схем выдачи мощности) определение величины допустимой запираемой генерирующей мощности рекомендуется по выражениям:

в ремонтных режимах

$$\Delta P_p \leq 0,4 (t_{\varepsilon\lambda} / t_2) \Delta 3 , \quad (3.12)$$

в аварийный режим

$$\Delta P_a \leq 0,24 (S_{\varepsilon\lambda} / S_2) . \quad (3.13)$$

Условие (3.7) выражает приближенную оценку допустимой величины ΔP_p записания генерирующей мощности в ремонтных режимах. Если оно выполняется, то усиление пропускной способности элементов для исключения этого записания нецелесообразно, но в ЭЭС должен быть запланирован ремонтный резерв мощности величиной

$$R_p = 0,06 \frac{t_2}{t_{\Sigma 1}} \Delta P.$$

Нередко при резервировании элементов схем выдачи мощности изменение приведенных затрат сводится только к дополнительным капиталовложениям. Изменением остальных составляющих приведенных затрат можно пренебречь. Кроме того в настоящее время при планировании генерирующей мощности ЭЭС режимные ограничения схем выдачи мощности не учитываются и использование выражения (3.9) для обоснования пропускной способности элементов схем выдачи мощности может привести к снижению надежности электроснабжения потребителей ЭЭС.

Для практических расчетов рекомендуется выражение, полученное из (3.9) при

$$\frac{t_2}{t_{\Sigma 1}} = 1 \text{ и}$$

$$\frac{\Delta Z}{\Delta K} = 0,21 ,$$

$$\Delta P_p \leq 0,08 \Delta K , \quad (3.14)$$

которое приводит к меньшему значению ремонтного резерва мощности ЭЭС.

Выражение (3.14) оптимизирует схему выдачи мощности, в то же время практически не приводит (в пределах погрешности) к нарушению баланса генерирующей мощности ЭЭС.

В случае невыполнения условий (3.9) и (3.11) записание генерирующей мощности недопустимо, и в этих случаях необходимо увеличивать пропущенную способность элементов схем выдачи мощности.

Оценим при каком числе (n) элементов ЭЭС планирование дополнительного аварийного резерва будет покрывать дефициты мощности (при повреждениях схем выдачи мощности) с принятым уровнем надежности. С учетом величины R_a , вычисленной по выражениям (3.8) и (3.9), необходимое число элементов ЭЭС, обеспечивающих дополнительную резервную мощность, равную мощности блока ($P_{\Sigma A}$) определяется выражением

$$n = P_{\Sigma A} / R_a = P_{\Sigma A} / \left(\frac{S_{\Sigma}}{S_{\Sigma A}} Z_a \Delta P_a \right) = \frac{S_{\Sigma A}}{S_{\Sigma} Z_a} \quad (3.15)$$

В табл.4.1 приведены параметры надежности и экономические показатели элементов схем выдачи мощности, использованные при анализе условий их резервирования. Заметим, что рассматриваются наиболее типичные для обозримой перспективы случаи - выдача мощности электростанций с блоками 300 МВт в сеть 220 кВ, с блоками 1000 МВт - в сеть 750 кВ.

Таблица 3.1.

Элемент	$t_{пл., ч}$	о.е.	ΔZ , тыс.руб.
Турбоагрегат 300-1000 МВт	600-1900	$(5-11.5) \cdot 10^{-2} x$	-
Трансформатор 400-1250 МВ.А при напряжении 220-750 кВ	86-120	$(2-50) \cdot 10^{-4}$	96-423
Выключатель 220-750 кВ	125-394	$(6-165) \cdot 10^{-5}$	17-173
Воздушная линия 220-750 кВ длиной, $\ell = 100 \text{ км}$	43-123	$(3,8-4,6) \cdot 10^{-6}$	(3,5-18,2)

Примечание: Нижняя граница $t_{пл.}$, S и ΔZ относится к выдаче мощности блоками 300 МВт в сеть 220 кВ, верхняя - блоками 1000 МВт в сеть 750 кВ.

x - с учетом повреждаемости блочных трансформаторов,

xx - с учетом затрат в линейные выключатели, трассу и стоимости потерь электроэнергии на коронный разряд.

Рассмотрим условия резервирования блочных трансформаторов. Для них из (3.10) и (3.11) по данным, приведенным в табл.3.1., имеем $\Delta P_p = 87 \div 280$ МВт, $\Delta P_a = 2400 \div 6000$ МВт при мощности блока $P_{бл} = 300$ МВт и $\Delta P_p = 880 \div 2846$ МВт, $\Delta P_a = 984 \div 2461$ МВт при $P_{бл} = 1000$ МВт. Как видно, в ремонтных режимах при $P_{бл} = 300$ МВт экономически целесообразно дублировать блочные трансформаторы, при $P_{бл} = 1000$ МВт — или дублировать, или планировать увеличение резервной мощности ЭЭС. Однако блочные трансформаторы ремонтируются одновременно с агрегатами, а для последних в ЭЭС планируется ремонтный резерв. По условию послеаварийных режимов для резервирования блочных трансформаторов, как правило, целесообразно предусматривать увеличение резерва мощности ЭЭС. Однако отказы блочных трансформаторов уже учитываются совместно с повреждаемостью генерирующих агрегатов при планировании аварийного резерва мощности ЭЭС как "аварийность энергоблока" / 5/. Поэтому известные рекомендации /6,7/ об установке на электростанциях или в ЭЭС резервных блочных трансформаторов экономически неоправдано.

Заметим, что при планировании резервной мощности ЭЭС аварийность блоков /5/ принимается без учета внешнего напряжения блочных трансформаторов, что может привести к ощутимой погрешности. Для уточнения величины аварийного резерва мощности ЭЭС необходимо вначале оценивать целесообразность увеличения резервной мощности из-за повреждаемости отдельно для блочного трансформатора и генерирующего агрегата (по выражению аналогичному (3.13). При необходимости ее увеличения в расчетах аварийного резерва агрегат и блочный трансформатор учитываются как последовательно-соединенные в смысле надежности элементы. В противном случае следует учитывать только повреждаемость агрегата. Вопрос же о резервировании (дублирование) блочного трансформатора в этом случае решается для конкретных условий работы электростанции.

Проанализируем условия резервирования выключателей присоединения энергоблоков. Для них из (4.5) имеем $\Delta P_p = 11 \div 35$ МВт, $\Delta P_a = 1440 \div 3600$ МВт при $P_{бл} = 300$ МВт и $\Delta P_p = 110-350$ МВт, $\Delta P_a = 1210 - 3020$ МВт при $P_{бл} = 1000$ МВт. Как видно, по условиям ремонтного режима, независимо от значений $P_{бл}$, целесообразно дуб-

лизовать выключатели присоединений. Поэтому РУ электростанции следует компоновать так, чтобы ремонт выключателей совмещался с ремонтом соответствующих присоединений, например, с ремонтом блока. По условию послеаварийных режимов всегда целесообразно планировать увеличение резерва мощности ЭЭС. Однако при реальных размерах последних это реализовать невозможно. Действительно, число (n) блоков ЭЭС, при котором дефицит мощности, возникающий при повреждении блочного выключателя, за счет планирования резерва мощности ЭЭС будет покрываться полностью, с учетом (3.15) составляет

$$n = \frac{(5 \div 10) \cdot 10^{-2}}{0,1 (6 \div 120) \cdot 10^{-5}} = 400 \div 1600,$$

что на один - два порядка больше реального числа энергоблоков указанного диапазона мощности в ЭЭС.

Рассмотрим условия резервирования линий выдачи мощности. Естественно, что любая, дополнительно введенная в схему линия связи электростанции с ЭЭС снизит потери электроэнергии в ВЛ и необходимый объем компенсирующих устройств по узлам сети. С учетом только этих факторов предельные экономические загрузки могут быть приняты для ВЛ 220 - 330 кВ по данным /5/, при напряжении 500 - 750 кВ - на уровне $P_{нат}$ ВЛ соответствующего класса напряжения /8/. Принимая во внимание монотонность изменения приведенных затрат в линии выдачи мощности от передаваемой мощности, минимальные значения ΔP_a или ΔP_p , при которых целесообразно увеличивать число связей электростанции с ЭЭС, могут быть получены при домножении ΔZ для ВЛ на коэффициент 0,05 - 5% диапазон равноэкономичности вариантов, используемый в проектной практике (то есть 95% затрат во вновь введенную линию выдачи мощности компенсируется снижением потерь электроэнергии и уменьшением объема источников реактивной мощности). При этом основной интерес представляет анализ

послеаварийных режимов - ремонт ВЛ под напряжением приводит к незначительному возрастанию издержек обслуживания и практически не влияет на целевую функцию, оптимизируемую при выборе числа линий передачи мощности. С учетом выражения (3.II), домножая правую часть данного уравнения на 0,05, имеем $\Delta P_a = 227 \div 567$ МВт при $P_{бл} = 300$ МВт и $\Delta P_a = 2275 \div 5690$ МВт при $P_{бл} = 1000$ МВт. Предельная экономическая загрузка, к примеру, ВЛ 220 кВ для районов европейской части страны оценивается на уровне 215 МВт, а для ВЛ 750 кВ - на уровне $P_{нат} = 2140$ МВт. Как видно, полученные минимальные значения ΔP_a отражают (по нижней границе) зоны предельных экономических загрузок ВЛ. Поэтому при загрузках линий связи электростанции с ЭЭС выше предельных экономических в ряде случаев целесообразно их резервировать за счет сооружения новой ВЛ, при загрузках ниже предельных экономических резервирование отказов линий выдачи мощности всегда следует осуществлять за счет увеличения аварийного резерва мощности ЭЭС. Эти выводы согласуются с положениями /5,8/. Однако при реальных размерах ЭЭС последний способ резервирования реализовать невозможно. К примеру, значение дополнительного резерва мощности, который должен быть запланирован в ЭЭС при отказе одной линии выдачи мощности, составит с учетом (4.6)

$R_a = (8 \div 9) \cdot 10^{-6} \cdot \Delta P_a \ell$ при $P_{бл} = 300$ МВт и $R_a = (4 \div 4,8) \cdot 10^{-6} \cdot \Delta P_a \ell$ при $P_{бл} = 1000$ МВт. Средние длины ВЛ в сети 220 кВ оцениваются на уровне 100 км, при 750 кВ - 300 км. Поэтому отношение $\Delta P_a / R_a$ (число линий выдачи мощности в ЭЭС, обеспечивающее ввод резервной мощности равной ΔP_a) окажется в диапазоне 1170 - 1300 (сеть 220 кВ) и 700 - 800 (сеть 750 кВ). В свою очередь проведенный анализ схем выдачи мощности крупных электростанций суммарной установленной мощностью около 110 млн. кВт показал наличие всего 42, 47, 64 и 39 ВЛ, отходящих от электростанций при напряжении, соответственно 220, 330, 500 и 750 кВ.

Полученные результаты показывают, что в обозримой перспективе развития ЭЭС планирование резервной мощности целесообразно только для учета повреждаемости блока. Увеличение резервной мощности ЭЭС из-за отказа других элементов схем выдачи мощности, согласно (3.II), хотя и экономически выгодней, чем резервирование их, но

обеспечение соответствующей резервной мощности не может быть выполнено при реальных размерах ЭЭС.

Однако целесообразность резервирования элементов схем выдачи мощности может быть обоснована учетом экономических последствий от отказов.

4. ГЛАВА ТРЕТЬЯ. РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Основным назначением расчетов надежности схем электрических соединений на стадии планирования и проектирования развития энергосистем является учет надежности при сравнительных оценках вариантов схем их развития. Характерной особенностью расчетов надежности схем электрических соединений электростанций и подстанций является необходимость учета ремонтных состояний. Относительная длительность проекта элементов схем электрических соединений в плановых ремонтах как правило значительно превышает ее значение в аварийных простоях. При этом следует учитывать качественно различные капитальные и текущие ремонты. Рекомендуемые в отчете выражения отвечают этим требованиям.

4.1. Параметры надежности элементов схем электрических соединений

Под элементом схемы будем понимать совокупность комплектов оборудования, объединенных ошиновкой или разъединителями. Элементами схемы в настоящей работе являются: генерирующие агрегаты; линии электропередачи, выключатели, трансформаторы (автотрансформаторы), отделители, короткозамкатели, присоединения. Присоединение как элемент вводится для схем со сборными шинами. Под присоединением понимается разъединитель с соответствующей ошиновкой.

4.1.1. Параметр потока отказов.

Поток отказов элементов является потоком случайных событий (рис.1.1). Для целей обоснования решений в проектной практике в работе принимаются следующие свойства потока отказов элементов схем электрических соединений:

— ординарность — вероятность появления двух и более отказов в течении малого промежутка времени невелика по сравнению с вероятностью появления одного отказа,

— отсутствие последствия — вероятность отказов на заданном отрезке времени не зависит от того, сколько было отказов на другом отрезке, не пересекающимся с ним;

— стационарность — вероятность отказа на отрезке времени зависит от длительности отрезка, но не зависит от его положения на оси времени.

При наличии этих свойств поток отказов элементов схем подчиняется закону Пуассона /2/. Для восстанавливаемых элементов параметр потока отказов определяется как плотность вероятности возникновения отказов за рассматриваемый период. Ее статистическая оценка определяется выражением

$$\omega = m / nT), \text{ I/год,}$$

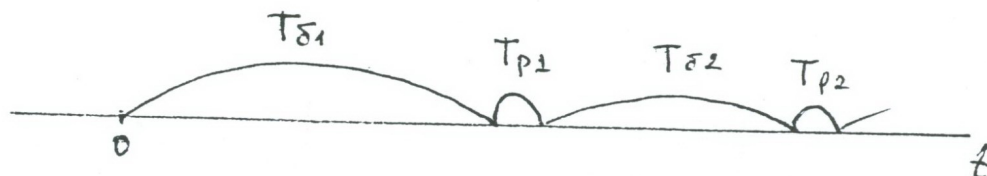


Рис.4.1.

T_{ci} — длительность состояния безотказной работы,

T_{pi} — длительность состояния восстановительного ремонта.

где n — число наблюдаемых элементов за время T , m — число отказов. Для линий электропередачи повреждаемость зависит от их длины, и параметр потока отказов определяется выражением

$$\omega = \omega_0 \ell / 100, \text{ I/год,}$$

где ℓ — длина линии, км; ω_0 — параметр потока отказов, I/год, на 100 км линии.

В свою очередь

$$\omega_0 = m' / \left(T \frac{L}{100} \right) \text{ 1(год.100 км),}$$

где m' — число отказов линий электропередачи рассматриваемого класса напряжения за время наблюдения T .

4.1.2. Время аварийного простоя.

Среднее время аварийного простоя T_{Π} определяется в общем случае временем восстановительного ремонта $T_{\text{в}}$ или оперативных переключений $T_{\text{о.п}}$ и временем восстановления технологического процесса $T_{\text{в.п}}$. Поэтому

$$T_{\Pi} = \begin{cases} T_{\text{в}} + T_{\text{в.п}}, \\ T_{\text{о.п}} + T_{\text{в.п}}. \end{cases}$$

Время восстановления технологического процесса определяется видом производства и в ряде случаев может быть принято равным нулю. Время восстановления технологического процесса генерирующих агрегатов из горячего состояния для блоков тепловых электростанций составляет 1,5 г, для атомных электростанций — 2г(реактор ВВЭР) и 4г(реактор РБМК).

Среднее время восстановления элемента схемы определяется на основе статистических данных по выражению

$$T_{\text{в}} = \left(\sum_{i=1}^m T_{\text{в}i} \right) / m, \text{ ч,}$$

где $T_{\text{в}i}$ — время аварийного ремонта элемента при возникновении i -го отказа.

в) Вероятность аварийного простоя.

Вероятность аварийного простоя представляет собой относительную длительность расчетного периода и вычисляется выражением

$$S = (\omega T_n) / 8760.$$

Таким образом, под вероятностью аварийного простоя понимается коэффициент неготовности (элемента, схемы).

Параметры планово-предупредительных ремонтов регламентируются нормативными документами (например, Правилами устройств электроустановок). Такими параметрами являются:

частота капитального ремонта $\mu_{\text{кап.}}$, 1/год;

длительность капитального ремонта $T_{\text{кап}}$, ч;

частота текущего ремонта $\mu_{\text{тек}}$, 1/год;

длительность текущего ремонта $T_{\text{тек}}$, ч.

Параметры планово-предупредительных ремонтов приняты детерминированными величинами.

Параметры надежности элементов схем электрических соединений, обработанные по различным источникам приведены в Приложении I.

4.2. Определение аварийного недоотпуска электроэнергии.

Вероятность S' дефицита мощности ΔP представляет собой относительную часть расчетного периода, когда этот дефицит имеет место. Поэтому, если за расчетный период принят год, то математическое ожидание аварийного недоотпуска электроэнергии в предположении неизменности нагрузки определяется как

$$\Delta W = \Delta P \cdot S \cdot 8760.$$

При учете изменения нагрузки в течении расчетного периода и полного ее отключения используется выражение

$$\Delta W = P_n S T_n,$$

где P_n , T_n - соответственно, максимальная нагрузка и время ее использования.

При частичном ограничении принятия неизменности нагрузки для каждого часа расчетного периода

$$\Delta W = \sum_{i=0}^T \Delta P_i \cdot S t_i$$

где: ΔP_i - ограничение в час t_i .

4.3. Методы расчета надежности схем электрических соединений

В настоящее время имеется более десяти методик расчета надежности схем электрических соединений. В основном они различаются принятой моделью отказов выключателей. В данной работе принята следующая модель отказов. Параметр потока выключателя (кроме линейных) включает все аварийные отказы, связанные с его эксплуатацией без дифференциации причин их возникновения. В силу симметричности выключателя как аппарата параметр потока отказов на каждую его часть от разрыва контактов равен половине значения (ω). Часть значения параметра отказа выключателя, приводящая к отключению смежных выключателей учитывается коэффициентом, величина которого составляет $\sim 0,6$. Для линейных выключателей кроме того учитывается отказ в действии при отключении КЗ на линиях.

Отказ в действии при отключении КЗ учитывается коэффициентом (табл.П.1.2 Приложение I), представляющим долю от параметра отказа соответствующего выключателя.

4.3.1. Последовательное соединение элементов

Последовательным соединением элементов (в смысле надежности) называется такое соединение, при котором отказ любого из них приводит к потере работоспособности объекта. Например, выключатели 4 или 3 (рис.2.1) по отношению к выдаче мощности генератором I являются последовательно-соединенными элементами, так как короткое замыкание (КЗ), допустим, на ⁶любом из них приведет к нарушению работоспособности элемента I. Данный факт удобно отразить логической схемой, приведенной на рис.2.3.

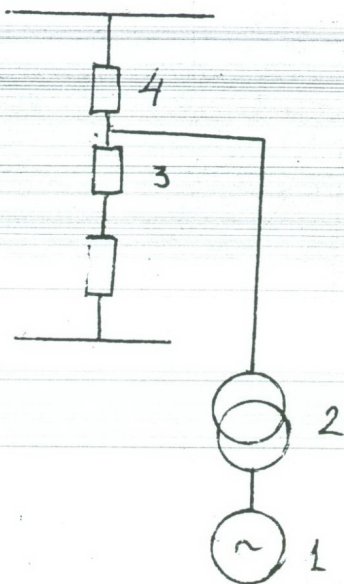


Рис.2.2



Рис.2.3.

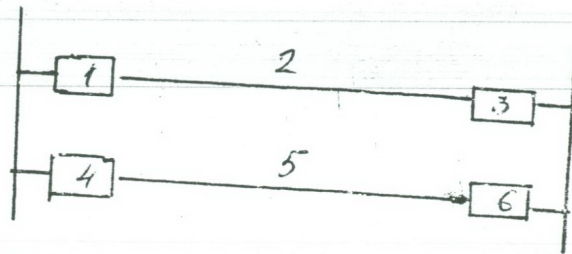


Рис.2.4.

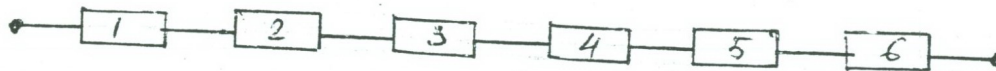


Рис.2.5.

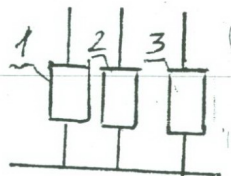


Рис.2.6.

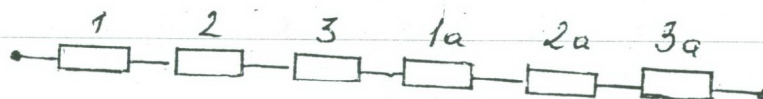


Рис.2.7.

Другой пример (рис.2.4). Пусть при отключении одной из линий необходимо ограничивать 40% потребителей РП. Тогда логическая схема, отражающая потерю 40% потребителей РП, представлена на рис.2.5.

Приведем еще один пример (рис.2.6). Погашение системы шин 4 может произойти при КЗ на выключателях 1,2,3 или при их отказе во время КЗ на соответствующих линиях (логическая схема - на рис. 2.7.).

Отказы элементов схем электрических соединений (при небольшом их количестве) можно считать практически несовместными событиями. Поэтому для последовательно-соединенных элементов схем верны выражения

$$\omega = \sum_i \omega_i, \quad S = \sum_i S_i, \quad T_B = \frac{\sum_i S_i}{\sum_i \omega_i} \cdot 8760. \quad (2.1)$$

Ремонты элементов, соединенных в электрической схеме последовательно, в целях уменьшения общего времени планового простоя Тпл следует приводить одновременно во время ремонта элемента с наибольшей величиной Тпл, то есть

$$T_{пл} = \max (T_{пi}) \quad (2.2)$$

4.3.2. Параллельное соединение элементов

Параллельным соединением элементов (в смысле надежности) считается такое соединение, при котором отказ одного из них не приводит к потере работоспособности объекта или приводит к ее частичной потере.

Для параллельно соединенных (в смысле надежности) элементов схем электрических соединений (кроме двухцепных линий электропередачи) отказы элементов можно считать независимыми событиями. В этом случае вероятность состояния их одновременного отказа равна или меньше произведения их вероятностей (Приложение 2). Однако одновременный отказ двух и более элементов при обосновании схем

электрических соединений можно считать нерасчетной аварией, так как вероятность (и соответственно экономические последствия) при таких событиях на два-три порядка меньше их значений при расчетных авариях. В практике проектирования схем за расчетные аварии следует принимать лишь единичные отказы элементов и наложение отказа одного элемента на плановый ремонт другого (но не наоборот). Рассмотрим расчетные выражения для двух параллельно соединенных элементов (рис.2.9.).

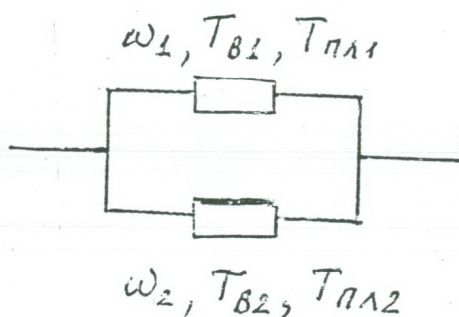


Рис.2.9.

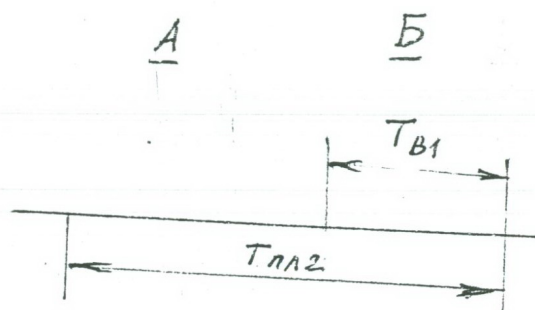


Рис.2.10

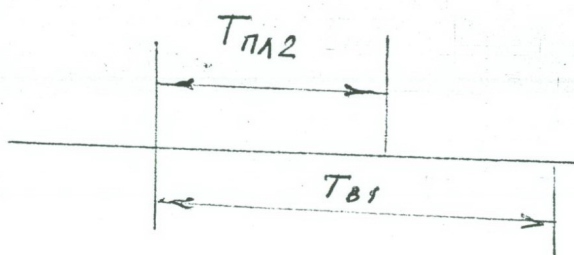


Рис.2.11.

Пусть в плановом ремонте находится элемент 2 (рис.2.9).
Среднее число отказов $\omega_{\text{ср}}$ первого элемента во время планового простоя второго

$$\omega_{\text{ср}} = \omega_1 \frac{T_{\text{пл}2}}{8760}.$$

В случае $T_{\text{пл}2} > T_{\text{в}1}$ (рис.2.10), если момент отказа первого элемента попадет в область Б. время аварийного простоя двух параллельных элементов будет определяться моментом окончания планового ремонта элемента 2. В среднем это время равно

$$T'_\text{п} = T_{\text{в}1} / 2,$$

а вероятность этого события

$$S' = T_{\text{в}1} / T_{\text{пл}2}.$$

Если момент отказа первого элемента попадет в область А, то время аварийного простоя будет определяться временем восстановительного ремонта элемента I, равного

$$T''_\text{п} = T_{\text{в}1},$$

а вероятность данного события

$$S'' = 1 - T_{\text{в}1} / T_{\text{пл}2}$$

Среднее время простоя при наложении отказа первого элемента на плановый ремонт второго составляет

$$\begin{aligned} T_{\text{ср}} &= T'_\text{п} S' + T''_\text{п} S'' = \frac{T_{\text{в}1}}{2} \cdot \frac{T_{\text{в}1}}{T_{\text{пл}2}} + T_{\text{в}1} \left(1 - \frac{T_{\text{в}1}}{T_{\text{пл}2}} \right) = \\ &= T_{\text{в}1} \left(1 - \frac{T_{\text{в}1}}{2 T_{\text{пл}2}} \right), \end{aligned}$$

а вероятность отказа первого элемента во время проведения планового ремонта второго

$$S_{ав1, пл2} = \frac{\omega_{ср} \cdot T_{ср}}{8760} = \frac{\omega_1 \cdot T_{пл2} \cdot T_{в1}}{8760^2} \cdot \left(1 - \frac{T_{в1}}{2 \cdot T_{пл2}}\right). \quad (2.3)$$

В случае $T_{пл2} \leq T_{в1}$ (рис. 2.6) время простоя будет определяться временем окончания планового ремонта элемента 2. В среднем оно равно $T_{ср} = T_{пл2} / 2$, а вероятность данного события

$$S_{ав1, пл2} = \frac{\omega_{ср} \cdot T_{ср}}{8760} = 0,5 \cdot \omega_1 \cdot \frac{T_{пл2}^2}{8760^2}. \quad (2.4)$$

С учетом периодичности капитального и текущего ремонтов вероятность аварийного простоя одного элемента во время планового ремонта другого может быть найдена по выражению

$$S = M_{кап2} \cdot S_{ав1, кап2} + M_{тек2} \cdot S_{ав1, тек2}, \quad (2.5)$$

где $S_{ав1, кап2}$ и $S_{ав1, тек2}$ определяются по выражениям (2.3) и (2.4) подстановкой в них вместо $T_{пл2}$, соответственно, $T_{кап2}$ и $T_{тек2}$. При этом средняя частота возникновения аварийной ситуации (2.5) может быть получена по выражению

$$\omega = \omega_1 \cdot S_{пл2} = \omega_1 \cdot \frac{M_{кап2} \cdot T_{кап2} + M_{тек2} \cdot T_{тек2}}{8760}$$

Заметим, что выражение (2.5) используется также для определения вероятности наложения отказа второго элемента во время ремонта первого. В целях гибкости эксплуатационных схем целесообразно на стадии их проектирования не накладывать ограничений на время проведения ремонтов отдельных элементов (кроме требования одновременного ремонта последовательных элементов, что всегда

экономически оправдано). Ограничения на время проведения плановых ремонтов элементов могут возникнуть из-за ограниченного состава ремонтного персонала и соответствующего оборудования для ремонта (например, ремонты агрегатов тепловых и атомных станций планируются равномерно в течении года). С другой стороны эти ограничения могут быть оправданы снижением параметров установленного оборудования (например, мощность трансформаторов двухтрансформаторной подстанции может быть значительно меньше при планировании их ремонтов в период сниженной нагрузки, так чтобы оставшийся трансформатор с учетом допустимой систематической перегрузки полностью обеспечивал потребителя). Естественно, что в расчетных затратах варианта схемы с принятием ограничений на проведение ремонтов должны быть учтены дополнительные издержки эксплуатации, связанные с ограничениями времени проведения ремонтов.

4.4. Анализ сложных случаев отказов, связанных с действием релейной защиты и линейной автоматики.

Из обзора аварий "Союзтехэнерго". 1988г.

Общие ошибки в схемах.

1. Неправильная сборка токовых цепей дифференциальной защиты трансформатора.

2. Ошибки - 40% при операциях накладками.

3. Значительное число случаев отказов газовой защиты.

4. Много случаев излишних срабатываний дифференциальной защиты трансформатора из-за нарушения токовых цепей.

5. Неправильные срабатывания РЗА вследствие ошибочных действий персонала.

6. Не контролируется положение переключающих устройств, крышек испытательных блоков.

7. Ошибки при переключениях в устройствах и цепях.

8. Ложная работа ДЗТ-2I привела к полному обесточению ПС - причина возрастание тока небаланса в реле дифференциальной защиты выше уставки срабатывания при близком КЗ на фидере из-за повышен-

ного сопротивления токовых цепей дифференциальной защиты. Ложные срабатывания устройства резервирования при отказе выключателя происходили из-за дефектных схем или ошибочных действий персонала.

9. При КЗ на ВЛ 110 кВ действием защит отключился выключатель на ПС. При восстановлении нормальной схемы ПС ложно сработало УРОВ IV секции 110 кВ и отключило все присоединения данной секции, т.к. в ряду зажимов панели защит произошло перекрытие между цепями пуска УРОВ от защит выключателя ШСВ и находящийся рядом цепями отключения ШСВ от УРОВ.

Из отчетов энергосистем Башкирэнерго

1) При КЗ на ВЛ не сработала защита от замыканий на землю из-за отсутствия оперативного тока - развалился пакет ключа управления и произошло КЗ в оперативных цепях 110 кВ.

2) При внешнем КЗ излишне сработала МТЗ без выдержки времени из-за отсутствия оперативного тока, т.к. при выводе в ремонт 17 оперативный ток не был переведен на ТСН № 2 (МТЗ-110).

3) Бекетово 500/220/110. Во время профилактической проверки РЗ АТ № 5 отключился ВВ 500 Кропачево, т.к. во время подготовки рабочего места не были исключены выходные цепи на отключение ВВ 500 I с.ш. от 3-ты АТ № 5.

Донбассэнерго

1) УРОВ: по вине релейного персонала ПС Азовская 220 кВ из-за ложной работы УРОВ IV секции была обесточена данная секция при следующих обстоятельствах:

При КЗ на присоединение 110 кВ "Заводская № 2" вследствие неполнофазного отключения выключателя данного присоединения (не отключилась поврежденная фаза) сработало УРОВ IС. и отключило присоединение IС, а по цепям воздействия - и присоединения Шс (I и Шс замкнуты разъединителем), а также ШСВ № 1 и № 2. В момент отключения № 2 по цепям УРОВ в результате коммутаций в цепях постоянного оперативного тока произошло перекрытие по поверхности карболитовых клемм, что привело к срабатыванию УРОВ IV секции 110 кВ - авария с обесточением металлургической промышленности (из-за загрязнений клеммников).

2) На Кураховской ГРЭС при техническом обслуживании панели УРОВ 110 кВ произошло обесточение II с.ш. 110 кВ по цепям чувствительного пуска ДЗ без дальнейшей ее автоматической сборки - явная авария.

3) На Углегорской ГРЭС при выводе в текущий ремонт блока № I ложно сработало УРОВ второй системы шин 110 кВ с запретом АПВ присоединений.

4) На Зубовской ГРЭС, выполняя профилактическое восстановление защиты ДФЗ 504, при проверке цепи останова ВЧ передатчика релейный персонал перемкнул вместо клемм I-24 клеммы I-I4 (цепей отключения) и тем самым отключил блок мощностью 300 МВт.

5) Курскэнерго, КАЭС

5.1. При производстве работ произошло отключение ВЛ 330 кВ из-за того, что не перевели цепи напряжения резервной защиты ДЗ ВЛ с ТН IV с.ш. на ТН ВЛ.

5.2. Излишняя работа ДФЗ 330 (КАЭС) из-за остановки передатчика (нарушение канала).

5.3. На ВЛ 750 кВ при проверке КИВ 750 при подаче ^{сигнала} на выходные реле основной защиты отключился ВВ 750.

6) Амурэнерго

6.1. Отказ ОАПВ - отключение тремя фазами ВЛ 500-Амур-Хабаровск.

6.2. Зейская ГЭС: АТ 500/220/35 167 МВА откл. излишне от дист. защиты - были вывернуты цепи ТТ на стороне 35 кВ.

6.3. Тында 220 ДЗШ - при вводе в работу ДЗШ 220 кВ - накладкой ложно отключились все присоединения, имеющие отключения от ДЗШ; причина - ошибочно вставлены токовые блоки (персонал)

5) ДЗШ 220 кВ Сквородино - ошибочно вставлены токовые блоки обходного выключателя, ДЗШ находился в сработавшем состоянии и при вводе накладке ДЗШ отключила все присоединения Тында-Сквородино (операт. персонал).

6) Перевод ВЛ с обходного МВ на МВ ВЛ оперативным персоналом токовые цепи ДФЗ не были переведены с ОМВ на МВ (оперативный персонал)

7) Зейская ГЭС - при наладочных работах от УРОВ отключились все присоединения II с.ш. 500 кВ (ошибочно введена накладка УРОВ-вместо № 4-МЗ) (оперативный персонал)

8) Зейская ГЭС - при КЗ в ячейке излишне отключился трансформатор Т6 80 МВА - (неправ.выст.уставки) - персонал.

9.1) Тында - Нерюнгри - ложно ДФЗ ВЛ 220 кВ - неправ.операция во вторичных цепях ВЛ.

9.2.) Тында - Диккуль - при повышении нагрузки от III ст.ДЗ откл. ВЛ (вывод автомата цепей напряжения).

9.3. -" - ложно без КЗ отключились все присоед. I с.ш. (повреждение кабеля между УРОВ и ДЗШ).

9.4.) При к.з. на ВЛ 220 Тында - Диккуль излишне откл,присоед. II с.ш. 220 кВ п/с Тында. Причина - при выведении в ремонт АТ-2 не был вынут токовый блок АТ2 в цепи ДЗШ 220 из-за наводки и растекании тока через заземление в цепях ДЗШ появился небаланс достаточный для работы ДЗШ 220.

Тюменьэнерго

1) Ложно сработала диф.защита из-за повреждения кабеля токовых цепей от ТТ нейтрали до клеммного шкафа - п/с Кустовая.

2) ДЗО 500 - нарушение изоляции контрольного кабеля АТ.

3) Н.Вартовск ПЭС - ложно работала дифф.защита из-за повреждения кабелей токовых цепей от ТТ нейтрали до клеммного ящика.

4) С ГРЭС блок № 5. Ложно отключился блок по цепям дистанционного пуска пожаротушения

5) Ложно отключилась ВЛ 500 СТРЕС от панели ОАПВ на отключение трех фаз (персонал).

Молдглавэнерго

1) Ложно сработала диф.защита трансформатора ПС Бендеры 110 кВ в результате ошибочного действия релейного персонала.

2) ВЛ 400 кВ - излишне сработала 3 ст. ТН ЗНП - пробой диода.

3) 330 кВ Белыцы. При КЗ в сети 330 кВ излишне сработала I ступень ДЗ ВЛ 330 кВ неуспешно, т.к. 3 ступень ДЗ ложно сработала.

4) ПС 330 Кишиневская - при срабатывании I ст. ДЗ о/х. выкл. 110 кВ выключатель не отключился из-за того, что не была установлена накладка в цепи отключения, что привело к срабатыванию УРОВ и погашению системы шин.

Брянскэнерго. Отказ. КЗ в зоне дифзащиты АТІ. АТ на стороне 220 кВ включен через ОМВ 220 кВ. Нарушение цепи отключения ОМВ от защиты АТ-I из-за излома и выпадения пружин шайбы на клемме этой цепи.

Как известно, что одним из способов классификации свойств релейной защиты может служить разделение их в соответствии с эффективностью: срабатывания при внутренних КЗ; несрабатывание без КЗ. Другим подходом к классификации свойств защиты, сочетающимся с первым, может служить выделение трех следующих общих причин смещения выходного эффекта защиты:

ограниченность числа заданных функций (выражается в допущенных срабатываниях и несрабатываниях) и заданного эффекта срабатывания;

погрешности функционирования, понимаемые более широко, чем только погрешности отдельных параметров защиты (погрешности функционирования, например, из-за большого переходного сопротивления в месте повреждения);

отказы, выходы из строя элементов защиты (проявляются в отказах функционирования из-за полной или частичной утраты заданных свойств).

Каждая из трех перечисленных общих причин является проявлением неполноты соответствующего свойства. Первое, высшее по активности из этих свойств представляет собой селективность защиты, второе, среднего уровня, может быть названо устойчивостью функционирования и, наконец третье, низшего уровня - надежностью функционирования. Свойства высшего и среднего уровней образуют техническое совершенство защиты.

4.5. Анализ функциональных возможностей главных схем подстанций, которые необходимо учитывать для расчетов надежности

Типовые главные схемы подстанций (см. типовые материалы 407-ОБ-456.87) имеют следующие недостатки.

I. Схемы распределительных сетей напряжением IIО - 220 кВ.

I.1. Схемы "мостиков" имеют либо один выключатель в перемычке (IIО-5, 220-5), либо три выключателя (IIО-5Н, IIО-5АН, 220-5Н и 220-5АН).

I.1.1. При КЗ на линии и отказе выключателя происходит полное погашение распределительных устройств (РУ) по схемам IIО (220)-5 и IIО(220) - 5АН.

I.1.2. При устойчивом КЗ на линии в указанных выше РУ происходит отключение неповрежденного трансформатора смежного с поврежденной линией.

I.1.3. При повреждении трансформатора в РУ по схеме IIО(220)-5Н происходит разрыв транзита по линиям электропередачи.

I.1.4. При КЗ на линии и отказе линейного выключателя в РУ по схеме IIО (220) - 5Н происходит отключение неповрежденного трансформатора, смежного с поврежденной линией.

I.1.5. Надежность РУ по схемам "мостика" может быть повышена, если разъединители в цепях выключателей будут оснащены моторными приводами (например, типа ПД-5), включенными в цикл соответствующей автоматики.

I.2. Схемы РУ с системами (секциями шин). Все они имеют обходные системы шин.

I.2.1. Схема с одной секционированной выключателем системой шин (IIО(220)-I2).

При КЗ на присоединении и отказе его выключателя происходит погашение секции шин.

При КЗ на секции шин и отказе секционного выключателя происходит погашение РУ.

1.2.3. Аналогично для схемы с двумя системами шин (110(220) - 13): при отказе выключателя присоединения - погашается одна система шин, при отказе междушинного выключателя - полное погашение РУ.

1.2.3. Для схемы двойной секционированной системы шин при отказе выключателя присоединения происходит погашение секции шин, а при отказе секционного (междушинного) выключателя - двух секций.

1.2.4. Надежность РУ с системами (секциями) шин может быть повышена, если разъединители в цепи выключателей будут оснащены моторными приводами, включенными в цикл автоматики.

2. Кольцевые схемы распределительных устройств напряжением 330-750 кВ.

2.1. Схема четырехугольника.

2.1.1. При КЗ на линии и отказе в отключении выключателя, происходит отключение неповрежденного трансформатора (автотрансформатора).

2.1.2. Если при повреждении по п.2.1.1 в ремонте находился выключатель, расположенный напротив отказавшего выключателя, то РУ оказывается обесточенным.

2.2. В схеме расширенного четырехугольника при устойчивом КЗ на линии отключается также трансформатор, имеющий общую точку с поврежденной линией (схема применяется только на напряжении 220 кВ).

2.3. Надежность РУ со схемами четырехугольника и расширенного четырехугольника, может быть повышена, если разъединители в цепи выключателей, а также линий и трансформаторов имеющих общую точку, будут оснащены моторными приводами, включенными в цикл автоматики.

3. Схемы РУ с системами шин и многократным присоединением элементов схемы напряжением 330 кВ и выше.

3.1. "Полуторная" схема (3 выключателя на два присоединения - 330-17, 500-17, 750-17) предполагает, что РУ ПС является крупным электросетевым центром, на шинах которого коммутируется большое

количество линий (6 и более) и потеря смежного элемента при отказе выключателя, не ощущается энергосистемой или отдельным потребителем так остро, как, например, в схемах "квадрата" или "мостика". Поэтому вопрос о необходимости автоматического отделения поврежденного выключателя или присоединения (линии или автотрансформатора) должен решаться индивидуально для каждой подстанции.

В ряде случаев такая автоматика полезна и может быть экономически обоснована.

Например, при двух автотрансформаторах на ПС и КЗ на смежной линии с отказом общего для этих присоединений выключателя, возможно ограничение мощности на шинах среднего напряжения. В этом случае автоматическое отсоединение разъединителями поврежденного выключателя, позволит вновь включить автотрансформатор в работу.

3.2. В схеме шины-трансформатор с полуторным присоединением элементов (330-16, 500-16, 750-16) при КЗ на шинах ограничивается переток мощности на шины среднего напряжения. Шины ВН будут отключены также при отказе любого из шинных выключателей. Этот недостаток схемы может быть устранен включением разъединителей в цикл автоматики. После автоматического отсоединения поврежденного выключателя, шины и автотрансформатор могут быть вновь введены в работу.

3.3. Схема трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя (330-15, 500-15, 750-15) имеет тот же недостаток, что и схемы 330-16, 500-17, 750-17 при отключении шин ограничивается переток мощности на шины среднего напряжения.

Анализ области применения типовых схем подстанций и основные требования к их надежности.

1. Распределительные устройства с мостиковыми схемами и с системами (секциями) шин применяются в распределительных сетях 110-220 кВ. Главным критерием надежности этих схем является бесперебойное электроснабжение потребителей, имеющих в соответствии с ПУЭ различные категории электроприемников по надежности электроснабжения.

1.1. Схемы РУ, погашение которых возможно при отказе одного выключателя схемы не должны применяться в сетях для электроснабжения потребителей особой или I категории. К таким схемам относятся мостиковые, с одной секционированной или двумя системами шин. При отказе секционного или междушинного выключателя эти РУ полностью погашаются. Полного погашения РУ со схемами мостиков можно избежать, если предусмотреть быстрое, с помощью отделителей, автоматическое отключение поврежденного секционного выключателя. Для этой цели возможно использовать вместо разъединителей отделители (АС I050035).

1.2. Для РУ с системами (секциями) шин предлагается схема, в которой между системами (секциями) шин оказываются включенными два выключателя, оперативные цепи которых питаются по разным каналам от источника оперативного тока (А.С. I259403).

В указанном случае при отказе одного из секционных (междушинных) выключателей неповрежденная секция (система) шин остается в работе.

Питание потребителей I и II категорий возможно по трем или четырем линиям с разных секций шин РУ с двумя секционированными системами шин. В этом случае следует рассчитывать на потерю двух линий с разных секций, что возможно при отказе секционного выключателя.

2. Схема четырехугольника применяется для РУ начиная с 220 кВ.

На напряжении 220 кВ она применяется на магистральной электропередаче, взамен схемы мостика и имеет по сравнению с последней следующие преимущества:

- при повреждении в трансформаторе сохраняется транзит по электропередаче.

- при КЗ на линии и отказе выключателя в работе остается блок линия- трансформатор.

Совместить эти требования в схемах мостика невозможно.

Схема четырехугольника применяется и на более высоких напряжениях для двух линий и двух автотрансформаторов.

Необходимо отметить, что полное погашение ПС возможно в ремонтном режиме, когда отказавший в отключении выключатель находился напротив ремонтируемого выключателя.

3. Схема расширенного четырехугольника применяется только на напряжении 220 кВ в случаях, когда расширение схемы четырехугольника возможно не более, чем на два присоединения. При этом, в случае КЗ на линии отключается и исправный трансформатор. Поэтому трансформатор должен быть подключен к более короткой линии, чтобы уменьшить вероятность его отключения "заодно" с поврежденной линией.

4. Полуторная схема эффективна при большом количестве присоединений, когда одновременное отключение двух линий, что возможно при отказе общего для двух линий выключателя, или при отказе одного выключателя во время ремонта выключателя в другой цепочке, не может вызвать аварийную перегрузку (оставшихся линий, нарушение устойчивости и т.д. Положительное качество схемы - практическая невозможность полного погашения ПС.

5. Схемы трансформатор - шины могут применяться в случаях, когда отключение неповрежденного трансформатора при КЗ на шинах или отказе шинного выключателя, не приводит к недопустимому ограничению перетока мощности на шины СН.

6. Схема трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя имеет ту особенность, что возможно полное погашение ПС при отказе обоих выключателей присоединения.

5. Приложение I.

Параметры надежности элементов схем электрических соединений.

Таблица I.I.

Параметры надежности агрегатов электростанций

Параметры		ГЭС		ТЭС с поперечными связями		КЭС					АЭС	
		До 100 МВт	Более 100 МВт	До 100 МВт	Более 100 МВт	100 МВт	200 МВт	300 МВт	500 МВт	Более 500 МВт	1000 МВт	
Тв,	, I/год	1	1	3	3	4	4	6	9	10	5	
	ч	40	60	50	70	50	60	90	100	110	200	
тек,	I/год	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	
Ттек,	ч	0	0	15	15	20	20	30	50	90	240	
кап,	I/год	0,2	0,2	0,25	0,25	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1	
Тка,	ч	100	200	700	1000	700	900	1100	1400	2000	1100	

Таблица П.1.2

Параметры надежности выключателей

Тип	Номинальное напряжение, кВ	ω	α	Параметры:				
		И/год	о.е.	Тв ч	$\mu_{\text{кап}},$ И/год	Ткап, ч	$\mu_{\text{тек}},$ И/год	Ттек, ч
Воздушные	До 20	0,04	0,01	10	0,2	80	2	6
	35	0,04	0,012	12	0,2	100	2	6
	110	0,05	0,004	25	0,2	230	2	10
	150	0,06	0,004	30	0,2	300	2	12
	220	0,06	0,003	40	0,2	500	2	24
	330	0,07	0,002	60	0,2	750	2	36
	500	0,08	0,002	90	0,12	900	1	90
	750	0,1	0,001	100	0,12	1000	0,5	250
	1150	0,12	0,001	120	0,12	1200	0,5	360
Масляные	10	0,01	0,002	10	0,17	30	2	6
	35	0,01	0,005	12	0,17	40	2	6
	110	0,01	0,006	25	0,17	160	2	12
	150	0,01	0,006	30	0,17	200	2	12
	220	0,01	0,009	40	0,17	250	2	12

Примечания: I. Отказы выключателей, приводящие к отключению смежных присоединений, составляют 60% общего числа отказов.

Таблица П.1.3.

Параметры надежности трансформаторов и автотрансформаторов

Номинальное напряжение, кВ	Параметры:					
	ω I/год	T_B , ч	$\mu_{\text{кап}}$, I/год	$T_{\text{кап}}$, ч	$\mu_{\text{тек}}$ I/год	$T_{\text{тек}}$, ч
10	0,005	60	0,17	100	2	6
35	0,01	50	0,17	200	2	10
110	0,02	100	0,17	300	2	12
150	0,02	200	0,17	300	2	12
220	0,02	200	0,17	350	2	14
330	0,04	250	0,17	350	2	15
500	0,04	500	0,10	400	1	60
750	0,060	600	0,10	450	1	60
1150	0,070	650	0,1	500	1	800

Примечания: 1. Для одной фазы группы однофазных трансформаторов (автотрансформаторов) параметр потока отказов, принятый по табл.1.4, уменьшается на 20%.

2. При установке резервной фазы среднее время восстановления составляет 10 ч для беспере-
катной и 80 ч для перекатной фазы.

Таблица П.І.4.

Параметры надежности воздушных линий (ВЛ)

Тип ВЛ	Номинальное напряжение, кВ	Параметры:			
		ω на 100 км	Тв, ч	μ тек, I/год	Ттек, ч
Двухцепные (числитель- отказ одной цепи, знаменатель- отказ двух цепей)	10	<u>1,6</u> 0,4	<u>7</u> 20	<u>2</u> 4	<u>10</u> 10
	35	<u>1,1</u> 0,3	<u>7</u> 20	<u>3</u> 6	<u>12</u> 12
	110	<u>0,9</u> 0,2	<u>4</u> 27	<u>4</u> 8	<u>12</u> 12
	150	<u>0,65</u> 0,15	<u>3</u> 30	<u>4</u> 8	<u>12</u> 12
	220	<u>0,5</u> 0,1	<u>2</u> 36	<u>5</u> 10	<u>12</u> 12
	10	2	5	2	10
	35	1,4	9	3	12
	110	1,1	9	4	12
	150	0,8	10	4	12
	220	0,6	10	5	12
Одноцепные	330	0,5	12	7	12
	500	0,4	17	1	12
	750	0,3	20	10	12
	1150	0,2	25	10	12

Примечание: I. Параметры планово-предупредительного ремонта даны без учета возможности ремонта ВЛ под напряжением.

2. Для ВЛ 500 кВ и выше при ремонте под напряжением
 $\mu_{\text{тек}} = I \text{ I/год. } 100 \text{ км}$, $T_{\text{тек}} = 12 \text{ ч}$.

3. Параметр $\mu_{\text{тек}}$ приведен для средних длин ВЛ, при других условиях рекомендуется использовать следующие данные:

Номинальное напряжение, кВ	$\mu_{\text{тек}}$, I/год на 100 км
10	67
35	30
110-150	10
220-330	5
500	3
более 500	2,5

Таблица П.1.5.

Параметры надежности отделителей и короткозамыкателей

Номинальное напряжение, кВ	Параметры:					
	ω I/год	$T_{\text{в}}$, ч	$\mu_{\text{кап}}$, I/год	$T_{\text{кап}}$, ч	$\mu_{\text{тек}}$, I/год	$T_{\text{тек}}$, ч
35	0,01	4	0,33	20	2	4
110	0,02	4	0,33	30	2	5
220	0,04	4	0,33	40	2	6

Таблица 2.6.

Параметры надежности сборных шин (на одно присоединение)

Номинальное напряжение, кВ	Параметры:			
	I/год	Tв, ч	μ тек, I/год	Tтек, ч
10	0,005	2	I	I
35	0,01	2	I	2
110	0,01	2	I	2
150	0,01	3	I	3
220	0,01	4	I	3,5
330	0,01	5,5	I	5,5
500	0,01	6,3	I	6,3
750	0,01	7,6	I	7,6
1150	0,01	9	I	9

Приложение II.

Определение коэффициента неготовности схемы электрических
соединений из двух параллельных ветвей и других показателей
для режимов без плановых ремонтов

Под коэффициентом неготовности q объекта понимается вероятность его пребывания в состоянии аварийного простоя в некоторый фиксированный момент.

По теореме умножения вероятностей при условии, что процессы смены состояний в ветвях не зависят друг от друга,

$$q = q_1 \cdot q_2, \quad (\text{П1})$$

где q_1 и q_2 - коэффициенты неготовности I и 2 ветвей.

Если каждая ветвь состоит из одного элемента, то

$$q_1 = \omega_1 \cdot \tau_1 \quad \text{и} \quad q_2 = \omega_2 \cdot \tau_2, \quad \text{а}$$

$$q = \omega_1 \cdot \omega_2 \cdot \tau_1 \cdot \tau_2, \quad (\text{П2})$$

где ω_1 и ω_2 - параметры потока отказов элементов I и 2 ветвей, а τ_1 и τ_2 - средние продолжительности их аварийных простоев.

При предположении об экспоненциальном законе распределения вероятности для продолжительности всех состояний, и работоспособности и неработоспособности, (П2) можно получить также из расчета марковского однородного процесса. Хотя результат (П2) можно записать и сразу, к анализу указанного процесса приходится прибегать для определения некоторых необходимых показателей. Так, для

учета отказов электроэнергетической системы с развитием аварии, начавшейся с отказа данной схемы, требуется определить параметр потока ω отказов данной схемы в целом. Для экономических расчетов может потребоваться определение средней продолжительности τ ее аварийного простоя. Кроме того, предположение о независимости процессов смены состояний в ветвях может оказаться слишком сильным. И тогда без анализа марковского процесса нельзя найти и q , так как (П) теряет силу (одна из двух вероятностей в произведении должна быть условной, а она не известна). Последнее обстоятельство наиболее важно. Взаимозависимость указанных процессов возникает из-за того, что, как показывает практика, восстановление ветви заметно ускоряется, если и вторая ветвь простаивает.

Сначала рассмотрим марковский процесс в случае, когда в каждой ветви по одному элементу.

На рис. ПИ показан граф состояний с интенсивностями перехода из состояния в состояние. На этом рисунке λ_1 и λ_2 - интенсивности отказа I и 2 ветвей; μ_1 и μ_2 - интенсивности восстановления ветвей; f_0, f_1, f_2 и f_3 - вероятности пребывания процесса в состояниях полной работоспособности схемы (0), неработоспособности только I-й ветви (1), неработоспособности только 2-й ветви, неработоспособности обеих ветвей (3). Очевидно, $f_3 = q$. Не следует путать интенсивности отказа λ_1 и λ_2 с параметрами потока ω_1 и ω_2 . Первые стали бы параметрами потока отказов, если бы восстановления были мгновенными. Поскольку продолжительность восстановления подчиняется экспоненциальному закону распределения вероятности, $\mu_1 = 1/\tau_1$ и $\mu_2 = 1/\tau_2$.

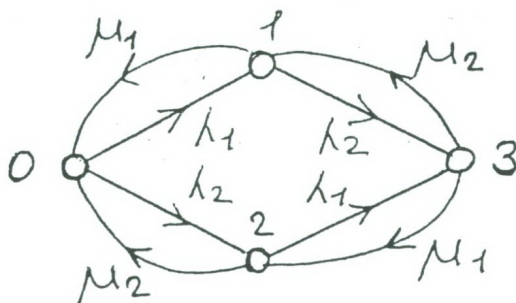


Рис. ПИ

Процессу отвечает следующая система уравнений А.Н.Колмогорова для получения стационарного решения.

$$\left. \begin{aligned} -(\lambda_2 + \mu_1) \cdot f_1 + \lambda_1 \cdot f_0 + \mu_2 \cdot q &= 0, \\ -(\lambda_1 + \mu_2) \cdot f_2 + \lambda_2 \cdot f_0 + \mu_1 \cdot q &= 0, \\ -(\mu_1 + \mu_2) \cdot q + \lambda_2 \cdot f_1 + \lambda_1 \cdot f_2 &= 0, \\ f_0 + f_1 + f_2 + q &= 1. \end{aligned} \right\} \quad (\text{ПЗ})$$

Решение (ПЗ) дает:

$$q = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (\text{П4})$$

Анализируя процессы с двумя состояниями для ветвей, найдем:

$$q_1 = \frac{\lambda_1}{\lambda_1 + \mu_1}, \quad q_2 = \frac{\lambda_2}{\lambda_2 + \mu_2}. \quad (\text{П5})$$

Собрав вместе (П4) и (П5), снова получим (П1).

Кроме того. Параметр потока ω отказов схемы можно определить как параметр потока ее восстановлений. Из графа на рис. П1 видно, что

$$\omega = (\mu_1 + \mu_2) \cdot q. \quad (\text{П6})$$

С другой стороны,

$$q = \omega \cdot \tau.$$

Из двух последних выражений с учетом связи μ_1 и μ_2 с τ_1 и τ_2 , указанной выше, следует:

$$\tau = \frac{1}{\mu_1 + \mu_2} = \frac{\tau_1 \cdot \tau_2}{\tau_1 + \tau_2}. \quad (\text{П7})$$

Если элементы в ветвях одинаковы и $\tau_1 = \tau_2 = \tau_B$,

$$\tau = \frac{\tau_B}{2}. \quad (\text{П8})$$

Перейдем к более сложному случаю, когда каждая ветвь представляет собой блок линия-трансформатор; обе ветви одинаковы. На рис.П2 показан граф состояний, размеченный интенсивностями переходов. Обозначения на этом рисунке понятны без пояснений после знакомства с рис.П2.

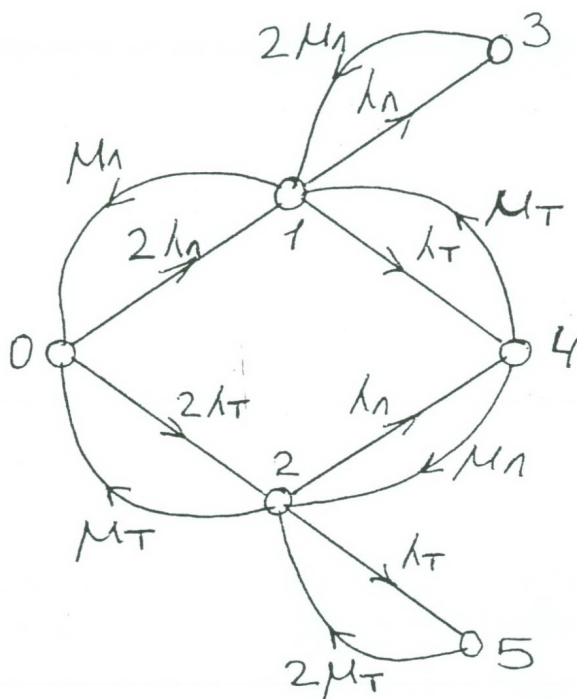


Рис.П2

Система уравнений А.Н.Колмогорова:

$$\left. \begin{aligned} -2(\lambda_n + \lambda_T) \cdot f_0 + \mu_n f_1 + \mu_T f_2 &= 0, \\ -(\lambda_n + \lambda_T + \mu_n) f_1 + 2\lambda_n f_0 + 2\mu_n f_3 + \mu_T f_4 &= 0, \\ -(\lambda_n + \lambda_T + \mu_T) f_2 + 2\lambda_T f_0 + 2\mu_T f_5 + \mu_n f_4 &= 0, \\ -2\mu_n f_3 + \lambda_n f_1 &= 0, \\ -(\mu_T + \mu_n) \cdot f_4 + \lambda_T f_1 + \lambda_n f_2 &= 0, \\ -2\mu_T f_5 + \lambda_T f_2 &= 0, \\ f_0 + f_1 + f_2 + f_3 + f_4 + f_5 &= 1. \end{aligned} \right\} \quad (\Pi 9)$$

При решении этой системы одно из уравнений, любое, кроме последнего, необходимо исключить. Заметим, что $q = f_3 + f_4 + f_5$.
Решение (П9) дает:

$$q = \frac{(\lambda_n \mu_T + \lambda_T \mu_n)^2}{(\mu_n \cdot \mu_T + \lambda_n \mu_T + \lambda_T \mu_n)^2}. \quad (\Pi 10)$$

Процесс смены состояний в одной ветви описывается графом состояний на рис.ПЗ и следующей системой уравнений.

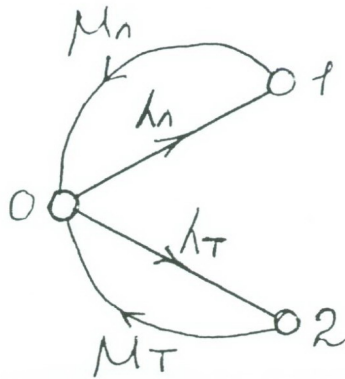


Рис. ПЗ

$$\left. \begin{aligned} -\mu_n f_1 + \lambda_n f_0 &= 0, \\ -\mu_T f_2 + \lambda_T f_0 &= 0 \\ f_0 + f_1 + f_2 &= 1. \end{aligned} \right\} \quad (\text{ПII})$$

Из (ПII):

$$q_n = f_1 = \frac{\lambda_n \cdot \mu_T}{\Delta}, \quad q_T = f_2 = \frac{\lambda_T \mu_n}{\Delta}, \quad (\text{ПII2})$$

где

$$\Delta = \mu_n \mu_T + \lambda_n \mu_T + \lambda_T \mu_n. \quad (\text{ПII3})$$

Согласно (П10), (П12) и (П13),

$$q = (q_n + q_T)^2, \quad (\text{П14})$$

где коэффициент неготовности ветви

$$q_B = q_n + q_T = \frac{(\lambda_n \mu_T + \lambda_T \mu_n)}{\Delta}. \quad (\text{П15})$$

Параметр потока отказов ветви

$$\omega_B = \mu_n f_1 + \mu_T f_2 = \frac{\mu_T \mu_n (\lambda_n + \lambda_T)}{\Delta}. \quad (\text{П16})$$

Средняя продолжительность простоя ветви, с учетом (П15) и (П16)

$$\tau_B = \frac{q_B}{\omega_B} = \frac{\lambda_n \mu_T + \lambda_T \mu_n}{\mu_T \mu_n (\lambda_n + \lambda_T)}. \quad (\text{П17})$$

Для схемы, согласно рис.П2,

$$\begin{aligned} \omega &= 2\mu_n f_3 + (\mu_n + \mu_T) f_4 + 2\mu_T f_5 = \\ &= \frac{2\mu_n \lambda_n^2 \mu_T^2 + (\mu_T + \mu_n) 2\lambda_T \lambda_n \mu_T \mu_n + 2\mu_T \lambda_T^2 \mu_n}{\Delta^2} = \\ &= \frac{2(\lambda_n + \lambda_T) \mu_T \mu_n (\mu_T \lambda_n + \mu_n \lambda_T)}{\Delta^2}. \end{aligned} \quad (\text{П18})$$

Учтя (П10), (П18) и (П17), получим:

$$\tau = \frac{q}{\omega} = \frac{\mu_T \lambda_n + \mu_n \lambda_T}{2\mu_T \mu_n (\lambda_n + \lambda_T)} = \frac{\tau_v}{2}. \quad (\text{П19})$$

Этот анализ необходимо развить в направлении учета более сложных схем и учета взаимозависимости процессов смены состояний в ветвях. Кроме того, целесообразно проанализировать вопрос об иных законах распределения времени восстановления элементов.

6. Выводы

1. Методика расчета надежности схем электрических соединений должна корректно учитывать плановые и аварийно-восстановительные ремонты элементов.

2. Необходимо организовать постоянную службу сбора и обработки статистического материала об отказах электрооборудования по данным эксплуатационной документации станций и подстанций.

3. Расчетными авариями при обосновании параметров оборудования станций и подстанций являются единичные повреждения элементов и наложение отказа одного элемента на плановый ремонт другого. Кроме того, необходимо учитывать отказы автоматики.

4. Принятые на основе опыта эксплуатации положения нормативных документов должны быть научно обоснованы. В частности необходимо пересмотреть рекомендации о резервировании блочных трансформаторов электростанций.

5. Методы обоснования резервирования элементов схем электрических соединений, основанные на учете резервной мощности энергосистем являются некорректными, так как экономически нецелесообразно планировать резерв мощности энергосистемы для покрытия дефицитов, возникающих из-за повреждения электрооборудования.

7. Заключение

Назначение отчета - выявление необходимости и возможности использования методов анализа надежности схем электрических соединений в проектной практике. Своеобразие использования теории надежности к анализу схем электрических соединений состоит в необходимости учета нахождения элементов схем в продолжительных качественно различных капитальных и текущих ремонтах. Приведены обобщенные параметры надежности элементов схем. Обосновывается один из методов расчета схемной надежности, позволяющих строго учитывать плановые ремонты. Он легко алгоритмируется. Получены условия оптимального резервирования элементов схем выдачи мощности электростанций и подстанций. Эти условия позволяют решать ряд проектных задач, например, конструирование вариантов главных схем, установок собственных нужд и т.д. Использование условий оптимального резервирования приводит к необходимости пересмотра указаний руководящих материалов о резервировании блочных трансформаторов, определении аварийного резерва мощности электроэнергетических систем. Показана нецелесообразность планирования аварийного резерва генерирующей мощности при повреждениях в схемах электрических соединений, что рекомендуется, например, в работе Сибирского отделения "Энергосетьпроект", "Методика учета надежности при выборе главных схем системных объектов", Новосибирск, 1975.

8. Литература

1. Феллер В. Введение в теорию вероятностей и ее приложение. М. "Мир", 1984.
2. Вентцель Е.С. Теория вероятностей "Наука", 1964.
3. Шевченко А.Т., Шлимович В.Д. Оптимизация уровня резервирования генерирующей мощности в электроэнергетическом объединении. Электричество, № 2, 1976.
4. Надежность систем энергетики. Терминология. "Наука" 1980г.
5. Справочник по проектированию электроэнергетических систем /Под ред. С.С.Рокотяна и И.М.Шапиро. М.: Энергия, 1977.
6. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей. М.: Минэнерго СССР, 1980, 179с.
7. Нормы технологического проектирования атомных электростанций. М.: МНТИ Минэнерго СССР. 1981.
8. Неклепаев Б.Н., Шунтов А.В. Вопросы оптимизации структуры схем выдачи мощности электростанций //Сб. научн. трудов. № 163. М.: Моск.энер. ин-т. 1988. С.5-11.