ББК 31.27
Б 25
УДК 621.311

Рецензенты:

кафедра «Электрические системы и сети» Ленинградского политехнического института им. М. И. Калинина (зав. кафедрой проф. И. А. Груздев); канд. техн. наук, доц. М. Г. Портной

Баркан Я. Д.

Б25 Эксплуатация электрических систем: Учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов. — М.: Высш. шк., 1990. — 304 с.: ил.
ISBN 5-06-000448-1

В пособии рассмотрен широкий круг вопросов, относящихся к эксплуатации электроэнергетических систем; вопросы, связанные с формированием нагрузок, эксплуатацией отдельных элементов систем, распределительных устройств и сетей, а также энергосистем в целом. Большое внимание уделено вопросам качества электроэнергии и надежности энергоснабжения.

Б $\frac{2202080000(4309000000)-447}{001(01)-90}$ 161—90

ББК 31.27
6П2.11

Учебное издание

Баркан Яков Давидович

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Заведующая редакцией Н. И. Хрусталева. Редактор Е. В. Судьенкова. Мл. редакторы Г. Г. Бучина, Н. Е. Овчеренко, Художник В. В. Гарбузов. Художественный редактор В. И. Мешалкин. Технический редактор А. К. Нестерова. Корректор Г. А. Чечеткина.

ИБ № 7498

Изд. № СТД—606. Сдано в набор 06.03.90. Подп. в печать 12.07.90. Т—11730. Формат 60×88 1/16. Бум. офсет. № 2. Гарнитура литературная. Печать офсетная. Объем 18,62 усл. печ. л. 18,62 усл. кр.-отт. 19,65 уч.-изд. л. Тираж 17 000 экз. Зак. № 208. Цена 95 коп.

Издательство «Высшая школа», 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14.

Московская типография № 8 Государственного комитета СССР по печати. 101898, Москва, Хохловский пер., 7.

ISBN 5-06-000448-1

© Я. Д. Баркан, 1990

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 5
Введение 6

Глава 1. Нагрузки электроэнергетической системы 9

1.1. Нагрузки и их прогнозирование 9
1.2. Управление нагрузками 15
1.3. Виды ремонтов энергетического оборудования 16

Глава 2. Эксплуатация элементов электростанций 18

2.1. Характеристики котлотурбинных установок 18
2.2. Способы управления турбиной 25
2.3. Требования к характеристикам энергетических агрегатов 28
2.4. Эксплуатация генераторов 30

Глава 3. Эксплуатация элементов электрических систем 39

3.1. Температурные условия работы трансформаторов 39
3.2. Контроль за использованием ресурса трансформаторов 50
3.3. Допустимые перевозбуждения трансформаторов 54
3.4. Эксплуатация устройств переключения ответвлений трансформаторов под нагрузкой 61
3.5. Эксплуатация выключателей 67

Глава 4. Качество электрической энергии 77

4.1. Общие положения 77
4.2. Отклонение частоты 80
4.3. Отклонение напряжения 81
4.4. Колебания напряжения 92
4.5. Несимметрия напряжений 99
4.6. Искажение формы кривых напряжения и тока 105

Глава 5. Эксплуатация распределительных сетей 113

5.1. Функции предприятия, эксплуатирующего распределительные сети . . 113
5.2. Нормальные разрезы электрической сети 115
5.3. Секционирование электрической сети 118
5.4. Управление режимом напряжения распределительной сети 119
5.5. Несимметрия параметров распределительной электрической сети . . . 124
5.6. Режим компенсированной нейтрали 128
5.7. Напряжение смещения компенсированной нейтрали 130
5.8. Управление компенсацией нейтрали в нормальном режиме 135
5.9. Режим замыкания фазы на землю 138
5.10. Управление дугогасящей катушкой в режиме замыкания на землю 141
5.11. Оперативная подготовка ремонтных работ 143

5.12. Организация ремонта распределительной сети 145
5.13. Телемеханика и связь в распределительных сетях 148

Глава 6. Надежность работы распределительных сетей 150

6.1. Требования, предъявляемые к надежности электроснабжения потребителей 150
6.2. Основные понятия надежности электроснабжения 153
6.3. Повреждения в распределительных сетях 155
6.4. Организация ликвидации повреждений 158
6.5. Метод пробных включений 160
6.6. Поиск замыканий на землю 166
6.7. Фиксирующие приборы 169
6.8. Поиск междуфазных замыканий 171

Глава 7. Эксплуатация распределительных устройств 173

7.1. Обслуживание распределительных устройств 173
7.2. Типы распределительных устройств и их особенности 175
7.3. Программирование оперативных переключений 179
7.4. Показатели надежности элементов 183
7.5. Расчет надежности работы распределительного устройства 191
7.6. Выбор эксплуатационной схемы распределительных устройств . . . 195
7.7. Ограничение токов короткого замыкания 196
7.8. Повреждения из-за феррорезонансных явлений в распределительных устройствах 198
7.9. Определение места повреждения в сети с заземленной нейтралью . . 202

Глава 8. Эксплуатация электростанций 205

8.1. Надежность электроснабжения собственных нужд — основа надежности электрических систем 205
8.2. Аварии и блокировки от неправильных действий персонала 213

Глава 9. Расход энергии на передачу 218

9.1. Структура расхода энергии на передачу 218
9.2. Факторы, влияющие на снижение расхода энергии на передачу . . . 221

Глава 10. Понятие об эксплуатации электрических систем 235

10.1. Энергетика как большая система 235
10.2. Структура управления энергосистемами 236
10.3. Оперативная подчиненность оборудования ЭЭС 239
10.4. Жизнеспособность ЭЭС 240
10.5. Лавина перегрузки и отключений линий электропередачи 241
10.6. Лавина асинхронных режимов 243
10.7. Лавина частоты 247
10.8. Лавины напряжения 248
10.9. Ликвидация лавинных аварийных процессов 252
10.10. Ремонт элементов электрической системы 256

Глава 11. Роль человеческого фактора в эксплуатации 260

11.1. Персонал и эксплуатация 260
11.2. Персонал и интеллектуальные уровни его деятельности 261
11.3. Влияние эмоциональной напряженности на деятельность персонала 266
11.4. О стрессе 272
11.5. О памяти 275
11.6. Человек в коллективе 280
11.7. Труд руководителя 289
11.8. Производственное обучение и повышение квалификации персонала 294
11.9. Персонал и безопасность 297
11.10. Подбор персонала 301

Заключение 303
Список литературы 304

ПРЕДИСЛОВИЕ

Содержание данного учебного пособия соответствует курсу «Эксплуатация электрических систем», читаемого студентам электроэнергетических специальностей вузов. Предполагается, что этот курс дает представление о задачах, стоящих перед эксплуатацией электрических систем и должен облегчить адаптацию молодых специалистов к практической работе.

Эксплуатация электрических установок регламентируется различными правилами и инструкциями. Практической работе предшествует детальное изучение этих материалов и сдача экзамена комиссии, определяющей квалификационный уровень работника. Поэтому автор считает, что содержание пособия не должно сводиться к изложению правил и инструкций и подобный материал дан в незначительном объеме, необходимом для понимания задач постановки эксплуатации.

В последние годы были выполнены научные разработки в области совершенствования эксплуатации оборудования и электрических систем, а также созданы многочисленные технические средства, способствующие реализации многих идей в этой области. Однако, как свидетельствует опыт, усложнение установок и взаимосвязей между ними в рамках энергосистем приводит к дальнейшему росту числа проблем, в решении которых должен принимать активное участие эксплуатационный персонал. Основой для работы в этой области должен быть систематизированный материал о постановках задач, которому в пособии уделяется большое внимание.

Эксплуатация это не только оперирование техническими установками и системами в соответствии с определенными правилами, но также и формирование самих правил и стратегий, обеспечивающих успешность действий. Для этого нужно предвидеть восприятие персоналом производственных ситуаций, и при необходимости корректировать их для достижения поставленной цели. Анализ ситуаций с учетом возможностей и склонностей персонала позволяет выявить необходимость в создании различных новых технических средств, а требования к приведению задач управления в соответствие с реальными возможностями персонала связаны с пересмотром структур существующих средств автоматики и созданием новых. Эти проблемы рассматриваются во всех главах пособия.

Автор выражает глубокую признательность рецензентам: коллективам кафедр «Электрические системы и сети» и «Электрические станции» Ленинградского политехнического института, а также канд. техн. наук М. Г. Портному, замечания которых способствовали уточнению и усовершенствованию концепции книги. Автор благодарен канд. педагогических наук В. В. Кутузову, внимательно прочитавшему гл. 11 и сделавшему ценные замечания по ней, и канд. техн. наук, доц. Л. Б. Паперно за полезные советы и научное редактирование рукописи.

Предлагаемое учебное пособие является одним из первых, посвященных эксплуатации электрических систем и поэтому безусловно имеет недостатки. Замечания и предложения по книге следует направлять в *издательство «Высшая школа» по адресу: 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., 29/14.*

Автор

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетические системы (ЭЭС) представляют собой важнейшую часть инфраструктуры народного хозяйства страны, обеспечивающую ее энергетические нужды. Эффективность функционирования основной части ЭЭС — электрических систем — определяется в первую очередь требованиями бесперебойности работы потребителей электроэнергии, т. е. надежностью электроснабжения. Надежность работы электроприемников и технологического оборудования, в свою очередь, в значительной мере обусловлена качеством подводимой электроэнергии. Сами ЭС (при прочих равных условиях) должны иметь минимальные издержки. Все это связано с правильно проводимой эксплуатацией, а также с рациональным взаимодействием энергосистем и потребителей электроэнергии.

Электроэнергетические системы представляют собой сложный комплекс элементов, сочетания которых образуют подсистемы, входящие, в свою очередь, в подсистемы бóльшей сложности и в итоге в энергосистемы, обслуживающие территории страны. В территориальном плане они образуют различные подсистемы: сетевые участки, включающие электрические сети и местные подстанции; сетевые предприятия, состоящие из ряда участков и более крупных объектов, имеющих общетерриториальное значение; районные энергосистемы, включающие сетевые предприятия, крупные подстанции и электростанции; объединенные энергосистемы, обслуживающие регионы страны и включающие несколько районных энергосистем единая энергосистема, состоящая из объединенных энергосистем. Таким образом, электроэнергетика имеет иерархическую структуру. Каждый уровень иерархии имеет существенно различающиеся особенности и свойства, которые должны учитываться в процессе эксплуатации. В соответствии с этим задачи эксплуатации также имеют иерархическую структуру.

Эксплуатация электрических систем, являющихся главной частью энергетического комплекса, постоянно совершенствуется. Для достижения более быстрого прогресса в этой области необходимо осмысление всей иерархической структуры задач, включая задачи как эксплуатации элементов, так и объединенных энергосистем. Именно такова структура материала, изложенного в настоящем учебном пособии (рис. В.1).

Для уяснения целей функционирования электроэнергетических систем в гл. 1 рассматриваются аспекты, связанные с потреблением электроэнергии. Суммарное потребление электроэнергии различными территориями характеризуется определенным его изменением во времени — графиками нагрузок. Для обеспечения нормального функционирования энергосистем энергетические мощности должны соответствовать ожидаемому потреблению энергии. Для этого необходимо прогнозирование графиков нагрузки. При этом рассматриваются методы прогнозирования и управления графиками нагрузок для соблюдения народнохозяйственных интересов, а также выявляются сезонные периодичности изменения графиков, в пределах которых мощности энергоустановок можно снизить для проведения их ремонтов. В гл. 1 также рассматриваются методы подготовки оборудования к ремонту.

Главы 2 и 3 посвящены эксплуатации элементов ЭЭС. В гл. 2 рассмотрены характеристики энергетических установок электростанций в статике и динамике. Изложены такие формы эксплуатации, как режим скользящих параметров пара, управление турбинами в режиме «до себя», а также требования к много- и малоцикловому изменениям режимов турбин, исходя из температурных напряжений элементов конструкции. В главе рассматриваются и другие вопросы, существенные для понимания эксплуатации, но мало известные большинству персонала.

В гл. 3 излагаются вопросы эксплуатации элементов электрических систем. Показано, что наиболее существенными проблемами в области эксплуатации трансформаторов являются их нагрузочная способность, перевозбуждение магнитопроводов и использование устройств переключения ответвлений для управления коэффициентами трансформации. Рассматривается также эксплуатация выключателей, в том числе определение использованного ресурса для уменьшения числа их выводов из работы при проведении ревизий. В главе изложены как теоретические основы требований эксплуатации, так и технические средства, разработанные для этого.

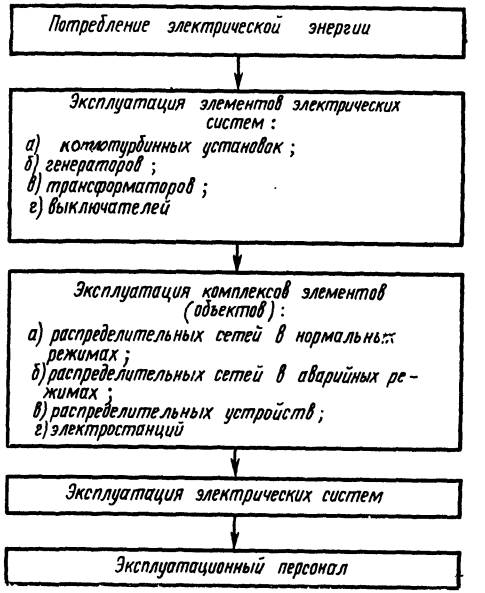


Рис. В.1. Структура изложения материала в учебном пособии

Распределительные электрические сети — это сложное сочетание сети, трансформаторов и коммутационных аппаратов, к эксплуатации которых предъявляются определеиные требования, обусловливающие нормальную работу электроприемников. Требования к эксплуатации распределительных сетей в нормальных режимах рассмотрены в гл. 4.

Требования к эксплуатации распределительных сетей в аварийных режимах, определяющие надежность электроснабжения, рассматриваются в гл. 5. В главе уделяется внимание анализу статистики повреждений, компенсации емкостных токов при замыканиях фазы сети на землю, а также методам поиска мест повреждения, использующим для этого технические средства и оптимальные стратегии. Приводятся также соображения об организации работы аварийных бригад.

Гл. 6 посвящена вопросам качества электрической энергии. В ней рассмотрены причины, вызывающие ухудшение показателей качества электроэнергии, и средства, с помощью которых могут быть улучшены эти показатели.

Эксплуатация распределительных устройств (РУ) рассматривается в гл. 7. Здесь дана классификация РУ, имеющая важное значение при дипломном проектировании. Так как схемы некоторых РУ в процессе эксплуатации выбираются исходя из соображений надежности, изложены некоторые положения теории надежности, которые автор включил в пособие в связи с отсутствием в некоторых вузах этой дисциплины. В главе рассматриваются также вопросы программирования оперативных переключений, так как опираться на запоминание в оперативной работе нецелесообразно. Приведены основные материалы о размещаемых в РУ средствах определения мест повреждения на линиях электропередачи.

В гл. 8, посвященной эксплуатации электростанций, рассматриваются главные проблемы обеспечения надежного питания собственных нужд тепловых и атомных электростанций. Опыт эксплуатации свидетельствует о том, что на электростанциях наблюдаются некоторые стандартные ошибки персонала, которые могут привести либо к остановке электростанций, либо к тяжелым повреждениям ответственного оборудования. В главе рассмотрены возможности создания блокировок от неправильных действий персонала для выявленных стандартных ситуаций.

Задачи, связанные с уменьшением расхода энергии на передачу, рассматриваются в гл. 9. Здесь показано, что стремление снизить расход энергии на передачу в большинстве случаев одновременно улучшает качество электроэнергии и повышает надежность работы электрических систем. В главе приведена структура этого расхода: нагрузочные потери, расход на вращение агрегатов в режиме синхронных компенсаторов (СК) и потери на коронный разряд линий электропередачи сверхвысокого напряжения. Показаны возможности оптимального выбора числа агрегатов, работающих в режиме СК, и технические средства определения потерь на корону для определения констант описания короны, вводимых в оптимизационные модели.

Эксплуатация энергосистем (районных и объединенных) в основном связана с надежностью их функционирования. Здесь основная опасность заключается в возможности возникновения аварий каскадного (лавинного) типа. Персонал практически не может предотвратить их возникновение, а в случае появления уже не успевает что-либо предпринять для локализации аварий. Поэтому наиболее радикальное эксплуатационное решение сводится к созданию многоэшелонной системы противоаварийного управления. Эта система должна выполнить три задачи: 1) предупредить возникновение каскадных аварий; 2) в случае их появления локализовать развитие процесса; 3) осуществить функцию автоматического восстановления режима работы. Только в этом случае каскадные аварии самоликвидируются, а их длительность не превышает двух-трех минут. Вот этим вопросам и посвящена гл. 10.

Оптимальные решения в области эксплуатации можно выбрать лишь с учетом свойств персонала: быстродействия, способности к запоминанию, умения осуществлять выбор правильного решения из многих возможных и т. д. Свойствам персонала, участвующего в эксплуатации ЭЭС, посвящена гл. 11, в которой приведены сведения, позволяющие избежать переоценки возможностей персонала. Эти сведения необходимы для выбора правильного соотношения между машинными и человеческими функциями, а также выбора формализованных методов, которые, с одной стороны, требуют программируемых форм организации труда, а с другой — эвристики. Эта глава может быть полезна и для постановки работы оперативного персонала в ЭЭС и представляет собой подборку материалов из многочисленных источников.

ГЛАВА 1

НАГРУЗКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

1.1. НАГРУЗКИ И ИХ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ

Энергетика как отрасль народного хозяйства отличается тем, что относится наравне с топливным комплексом, транспортом и связью к инфраструктуре, обеспечивающей функционирование всех отраслей народного хозяйства. В связи с невозможностью запасать энергию в значительном количестве ее производство должно обеспечивать мгновенный спрос, который заранее не может быть точно определен.

Нагрузка ЭЭС формируется комплексом потребителей электроэнергии, состоящих из промышленных предприятий, транспорта, сельского и коммунального хозяйств.

Характер изменения промышленной нагрузки во времени зависит от:

ритма производства и влияния естественных факторов — наружной температуры и освещенности.

Ритм производства обусловлен числом рабочих смен — одно-, двух- и трехсменные. Нагрузка, потребляемая предприятиями во второй и третьей сменах, обычно меньше, чем в первой. Это объясняется тем, что в первую смену работают конструкторские бюро и часть технологического оборудования, не используемого в другие смены.

Потребление энергии во времени зависит от изменений производственной программы, поставок сырья и полуфабрикатов, заболеваемости работников и т. п.

Часть нагрузки, обусловленная отоплением, зависит от наружной температуры, поэтому выработку теплоты централизованным отоплением в зависимости от наружной температуры можно заранее определить (погрешность 10—20%). В периоды, когда централизованное теплоснабжение не работает (весна — лето — осень), пользуются электроотоплением, так же как и в случае недостаточного отопления зимой. Это проявляется в виде случайной составляющей электрической нагрузки.

Существенной частью нагрузки, определяющей ее изменение во времени, является освещение. Оно компенсирует недостаточную естественную освещенность в периоды активной деятельности людей на производстве и в быту. Доля этой нагрузки различна в летнее время, когда световой день длинный, и в зимнее время, когда необходимо освещение утром и вечером. Случайная составляющая осветительной нагрузки компенсирует колебания естественной освещенности.

Случайная составляющая производства энергии тепловыми электростанциями (ТЭС) обусловлена также неопределенностью прогноза стока воды в реках, связанной с выработкой энергии на гидроэлектростанциях (ГЭС). Погрешность прогноза стока может достигать 50%.

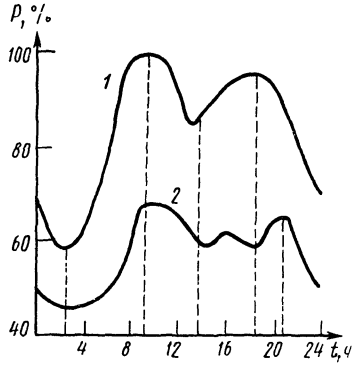


Рис. 1.1. Суточные графики нагрузки:
1 — зимний рабочий день; *2* — летний рабочий день; — — — — проекции характерных точек

Составляющими суточных нагрузок ЭЭС являются также потребление энергии энергетическими объектами (главным образом на собственные нужды электростанций) и расход энергии, затрачиваемый на ее передачу, который не совсем правильно называется «потерями». Работу электростанций как комплекса можно определить заранее с точностью в несколько процентов.

В ЭЭС существуют резервы топлива и мощности, предназначенные для компенсации неточностей прогноза водотока на ГЭС; флуктуаций производственного потребления; влияния на потребление изменений наружной температуры и освещенности.

Примеры суточных графиков нагрузки ЭЭС для рабочих дней зимы и лета приведены на рис. 1.1. Данные графики приближенно характеризуются четырьмя точками, соответствующими ночному и дневному снижениям нагрузки, утреннему и вечернему максимумам. Уровни нагрузок в эти часы в течение года изменяются (рис. 1.2). Кривая изменения суточного потребления электрической энергии аналогична.

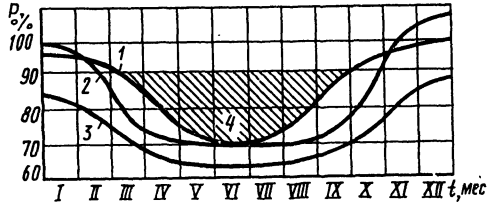


Рис. 1.2. Сезонные графики нагрузок:
1 — вечерний максимум нагрузки; *2* — утренний максимум нагрузки; *3* — дневной минимум нагрузки; *4* — ремонтная площадка

При работе ЭЭС необходимо предвидеть нагрузку, которая должна обеспечиваться генерирующими источниками.

Для разработки научно обоснованных проектов развития ЭЭС необходимо прогнозировать потребление электроэнергии, причем на перспективу до 15—20 лет.

Методика прогнозирования зависит от сроков упреждения прогнозов. Существуют следующие сроки упреждения прогнозов:

долгосрочные прогнозы (свыше 10 лет);
среднесрочные прогнозы (5—10 лет);
краткосрочные прогнозы (1—3 года);
оперативные прогнозы (от нескольких часов до сезона).

Для долго- и среднесрочного прогнозирования в СССР обычно используется метод «прямого счета», базирующийся на определении потребности в электрической энергии по отдельным отраслям народного хозяйства. Для такого прогнозирования необходимо иметь информацию об уровнях развития отраслей народного хозяйства и знать удельные расходы электроэнергии на соответствующую единицу продукции. Удельные расходы при этом должны приниматься с некоторыми изменениями по сравнению с предшествующим периодом, так как в результате технического прогресса эти расходы из года в год изменяются. Тенденцию изменения можно проследить по статистическим данным за ретроспективный период. Суммарная величина потребления электрической энергии в $(n+1)$-й год определяется выражением

$$W(t)=\sum_{i=1}^{n} B_i(t)\, b_i,$$

где n — число групп потребителей; $B_i(t)$ — планируемый объем производимой продукции на $(n+1)$-й год; b_i — планируемый удельный расход электроэнергии на $(n+1)$-й год.

При расчетах, не претендующих на большую точность, часто ограничиваются разделением всех потребителей на четыре группы: промышленность, транспорт, сельское и коммунальное хозяйства. Практика показывает, что даже при таком укрупненном делении потребителей погрешность пятилетнего прогнозирования составляет 10%.

Ввод новых мощностей и линий электропередачи (ЛЭП) предусматривается при долгосрочном прогнозировании и осуществляется через этапы проектирования и строительства.

При краткосрочном прогнозировании необходимо знать нагрузку, чтобы в определенный срок отремонтировать оборудование и привести его в работоспособное состояние. Точность краткосрочного прогнозирования нагрузок ЭЭС достигает 2—3%.

Более достоверны прогнозы для больших территорий, на которых находится значительное число потребителей, так как при этом случайные факторы в определенной степени взаимно ком-

пенсируются. Например, более точен прогноз нагрузок для энергообъединений, чем для энергосистем, а тем более отдельных сетевых предприятий. Прогнозу годового потребления присущи меньшие погрешности, по сравнению с месячными и суточными, а тем более часовыми нагрузками.

Наиболее эффективно для краткосрочного прогнозирования применение статистических методов. Исходными данными для него являются нагрузки за ряд предыдущих лет (рис. 1.3), рост которых подчиняется определенной закономерности. Прогноз сводится к экстраполяции этих зависимостей на следующий год [1, 2, 3].

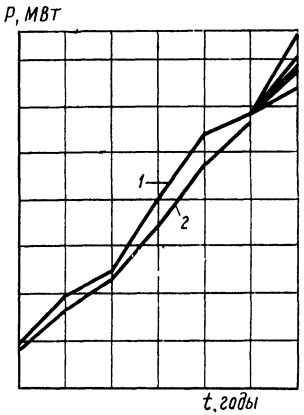


Рис. 1.3. Динамика изменения нагрузок (потребления):
1 — для января; *2* — для февраля

Фактические нагрузки наблюдаются в условиях, отличающихся от средних, являющихся типичными для соответствующего сезона. Прогноз же должен производиться для средних условий. Поэтому статистические данные должны быть нормализованы при помощи следующего выражения:

$$P = P_{\text{факт}}\left[\left(1+\frac{\partial P}{\partial \tau}\Delta\tau\right)+\left(1+\frac{\partial P}{\partial H}\Delta H\right)\right],$$

где $P_{\text{факт}}$ — фактические значения нагрузки или суточного потребления; $\partial P/\partial\tau$, $\partial P/\partial H$ — соответственно зависимости изменения нагрузок на единицу изменения наружной температуры и естественной освещенности; $\Delta\tau$, ΔH — разности между фактическими температурами и освещенностью и их средними значениями.

Оперативное прогнозирование обычно базируется на применении математических моделей, т. е. выборе математических выражений, описывающих тенденцию роста потребления электроэнергии (тренд). Для определения коэффициентов математических моделей используется статистика предшествующих лет. В процессе краткосрочного прогнозирования первоначально выделяются последние один—три года, используемые для проверки правильности результатов прогнозирования. Эффективно непрерывное прогнозирование, т. е. обучение моделей по итогам каждого прошедшего года. Такой принцип используется во многих отраслях техники.

Для прогнозирования потребления электроэнергии используется больше десятка разнообразных математических моделей. Ниже приводятся некоторые из указанных моделей:

$W(t) = W_0(1+\alpha)^t$ — формула сложных процентов;
$W(t) = W_0 + at$ — формула линейной функции;

$W(t) = W_0 + at + bt^2$ — многочлен второй степени;
$W(t) = W_0 + at + bt^2 + ct^3$ — многочлен третьей степени;
$W(t) = ae^{(at+b)}$ — экспоненциальная функция;
$W(t) = W_0 + a\ln t$ — логарифмическая функция;
$W(t) = W_0 + t^a$ — степенная функция;
$W(t) = W_0 + at + b/t$ — сумма линейной и гиперболической функций;
$W(t) = ab^{ct}$ — функция Гомпертца;
$W(t) = a/(1 - b\cdot e^{-ct})$ — логистическая функция (рис. 1.4).

Соответствие любой из указанных моделей тренду можно проверить по минимальному значению суммы среднеквадратичных отклонений величин, определенных по исследуемой функции на основе фактических данных. Такой подход к выбору математической модели осуществляется аппроксимацией тренда. Предполагая, что относительный рост нагрузки может быть равен относительному росту за любой из годовых интервалов статистического ряда возможно применение экстраполяции. Искомая величина в этом случае определяется из таких выражений:

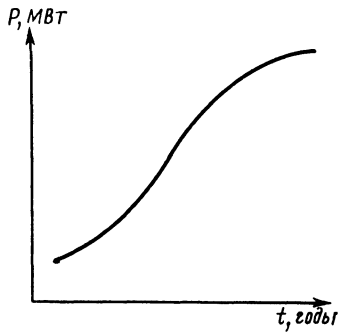


Рис. 1.4. Характер изменения динамики нагрузки во времени (по логистической кривой)

$$A_{(n+1)1} = A_n A_2 / A_1;$$

. . . . . .

$$A_{(n+1)k} = A_n A_n / A_{n-1},$$

где $n+1$ — год, для которого определяется величина; A_i — данные статистического ряда.

Прогноз при этом многовариантный: максимальная величина является «оптимистическим», а минимальная — «пессимистическим» прогнозом (см. рис. 1.3).

При наличии информации о вводе в течение года отдельных потребителей со значительным для ЭЭС потреблением нагрузки они учитываются в графике индивидуально.

Более обоснована ориентация на средневзвешенный относительный рост нагрузки, с помощью которого получают одновариантный расчет. Значимости вариантов роста убывают с давностью интервала статистического ряда по выражению

$$A_{n+1} = \sum_{i=1}^{k} k_i A_{(n+1)i} / [k(1+k)/2],$$

где k — порядок интервала в статистическом ряду, например 1-й, 2-й и т. д. годы.

Подобное прогнозирование ориентировано на «забывание» характера событий, наблюдавшихся давно, в то время как недавние события актуализированы.

После этого составляются балансы мощности и энергии региона в соответствии с необходимой располагаемой мощностью и запасами топлива на ТЭС. При этом предусматриваются резервы для покрытия случайных повышений нагрузки и потребления энергии, компенсации снижения мощности в связи с аварийными ремонтами и вероятными снижениями водотока по сравнению с прогнозом. Избыток или недостаток мощности и электроэнергии передается по межсистемным ЛЭП.

Прогноз нагрузки энергосистем, объединенных энергосистем (ОЭС), соответствующих регионам страны, и единой энергосистемы Советского Союза (ЕЭС СССР) на следующие сутки производится на основе анализа графиков нагрузки предшествующего периода, образующих временной ряд. При этом учитывают, что неделя представлена пятью типами графиков нагрузки: обычными рабочими днями (вторниками, средами, четвергами) и понедельниками, пятницами, субботами и воскресеньями.

Для решения вопросов о необходимости подготовки резервов мощности, вероятной перегрузке протяженных межсистемных ЛЭП и мер по ограничениям перетоков необходимы прогнозы нагрузки на интервалы времени 15—120 мин. При уточненном внутрисуточном прогнозе необходимо предвидеть вероятную нагрузку одного-двух последующих часов на основе ее изменения в предыдущие часы. Отклонение нагрузки от суточного графика-прогноза является ее реакцией на изменившиеся внешние условия.

Подобный прогноз производится на основе выявленных вероятностных взаимосвязей между нагрузками соседних отрезков времени суточного цикла. Так, нагрузка для 9 ч равна нагрузке 8 ч, умноженной на коэффициент a_9, устанавливаемый с помощью анализа суточного графика нагрузки методами теории вероятностей:

$$P_9 = a_9 P_8.$$

Известны методы внутрисуточного прогноза нагрузки, базирующиеся на подборе для текущей реализации графика нагрузки одной из наиболее похожих на него из числа зафиксированных за последнее время. Внутрисуточный прогноз производится обычно для реального времени с помощью электронных вычислительных машин (ЭВМ).

Рассмотренные методы прогноза нагрузок не исчерпывают многочисленных методов и расчетных программ, применяемых для этих целей*, но дают представление о динамике изменения нагрузок во времени, предопределяющих требования эксплуатации ЭЭС.

* *Гурский С. Н.* Адаптивное прогнозирование временных рядов в электроэнергетике. — Минск: Наука и техника, 1983.

1.2. УПРАВЛЕНИЕ НАГРУЗКАМИ

Суточные графики нагрузок часто имеют конфигурацию, требующую изменения мощности генерирующих источников в широких пределах. Известно, что регулирующие способности оборудования ТЭС ограничены. Поэтому для облегчения работы и повышения экономичности электроснабжения иногда целесообразно воздействовать на форму графика нагрузок. Воздействие на суточный график нагрузки обычно сводится к его выравниванию: увеличению нагрузки ночью и снижению в часы максимальных нагрузок.

График нагрузки выравнивают с помощью потребителей — аккумуляторов энергии. Для этого можно использовать электрокотельные, с помощью которых ночью нагревают воду, применяемую на производстве и в быту в другое время суток. В мировой практике для стимулирования потребления энергии в часы минимальных нагрузок используются различные тарифы оплаты за электроэнергию (ночью устанавливается низкий тариф). В условиях полного хозрасчета потребители заинтересованы в пониженном тарифе. Это относится также к энергоемкому технологическому оборудованию (электропечам и аналогичным им установкам), работа которого нужна в течение ограниченного времени, в таких случаях ее можно перенести на ночное время. Продукцию этих установок предприятия используют в остальное время производственного цикла.

Управлять потреблением электроэнергии можно при условии, что в технологическом цикле предусмотрены возможности для накопления сырья и полуфабрикатов. Это позволяет рассредоточить во времени работу технологического оборудования и снизить электропотребление в различные часы суток. Создание подобных накопителей связано с определенными издержками.

Потребление энергии можно регулировать в электрометаллургии, на электротермических установках, водоотливе шахт и рудников, на различных мельницах, в карьерах, на насосных станциях обводнения скважин при нефтедобыче и орошении на компрессорных станциях холодильников и др.

Снижение потребления электроэнергии в часы максимальных нагрузок оказывается выгодным как промышленным предприятиям (за счет различия тарифов на электроэнергию в различные часы суток), так и ЭЭС (из-за разных относительных приростов используемого топлива в различное время суток).

В отдельные периоды в ЭЭС возникают трудности с балансом активной мощности. В этих условиях приходится запрещать в часы максимальных нагрузок использование части энергоемкого технологического оборудования, не требующего круглосуточной работы. Для снижения народнохозяйственного ущерба, неизбежно возникающего в подобных случаях, потребители должны быть

об этом предупреждены как минимум за день. Энергоемкие технологические установки отключаются поочередно в зависимости от размеров снижения мощности нагрузки, о чем потребители извещаются в известное время, например за день, по радиотрансляционной сети. Практически за счет этого удается уменьшить нагрузку на 5—7%.

В аварийных ситуациях иногда необходимо прибегать к внезапному ограничению потребления и отключению потребителей. Для этого в ЭЭС составляются графики ограничений и отключений, в которые включаются потребители, начиная с тех, народнохозяйственная значимость которых минимальна. Однако при внезапных ограничениях и отключениях потребителей народнохозяйственный ущерб неизбежен.

1.3. ВИДЫ РЕМОНТОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Резервы мощности в ЭЭС ограничены. В то же время износ энергетического оборудования, особенно эксплуатирующегося в тяжелых условиях (например, котлов), значителен. Для восстановления работоспособности оборудование отключают на время, требуемое для проведения ремонта. Оборудование ремонтируют в периоды снижения нагрузок, размещая его на ремонтной площадке (см. заштрихованную часть графика, изображенного на рис. 1.2).

Существуют капитальный и текущий ремонты оборудования.

При капитальном ремонте заменяют и восстанавливают все изношенные элементы, т. е. приводят оборудование в работоспособное состояние. Иногда проводят сокращенный капитальный ремонт (средний ремонт), восстанавливая основные элементы.

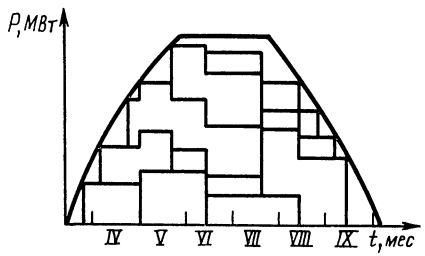


Рис. 1.5. Размещение ремонтируемого оборудования в пределах ремонтной площадки

При текущем ремонте устраняют выявленные дефекты оборудования. Между капитальными ремонтами проводят несколько текущих ремонтов. Периодичность текущих и капитальных ремонтов для различного оборудования принята на основе опыта эксплуатации.

В конце каждого года составляют перечень оборудования, ремонт которого необходим в следующем году. Вывод оборудования из эксплуатации производится в календарные сроки и рассчитан на такую длительность, при которой были бы завершены работы в пределах ремонтной площадки (рис. 1.5). При этом учитывают необходимость минимизации суммарного расхода топлива (его стоимости), надежность, а также прогнозы водотока для ГЭС и его наиболее полного использования в паводок. Затем планы ремонтов корректируют, увязывая их с имеющимися ресурсами рабочей силы и обеспеченностью материалами и запасными частями. После определения допустимой длительности ремонта на основе ведомости необходимых работ составляется сетевой график, содержащий понятия «работа» и «событие».

«Событие» в графике обозначается кружком с номером (рис. 1.6) и отражает окончание предшествующих ему работ, не затрагивая затрат труда, времени и ресурсов. В графике имеется одно

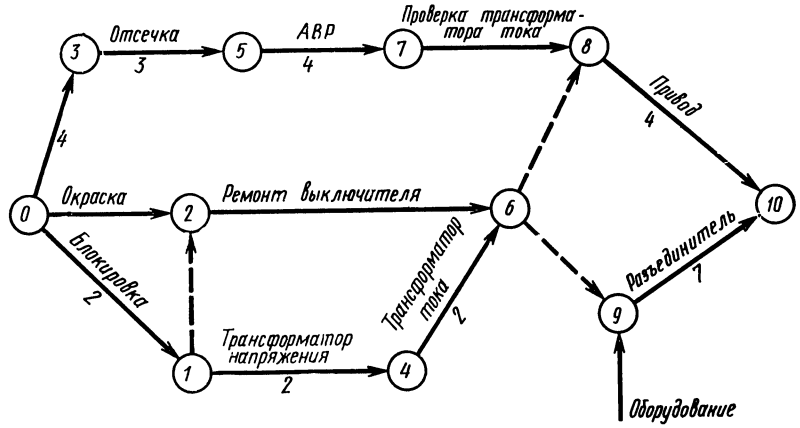


Рис. 1.6. Сетевой график ремонта присоединения

исходное событие *(0)*, не имеющее входящих работ, и одно завершающее *(10)*, подразумевающее отсутствие последующих работ. Все остальные события фиксируют завершение предыдущей работы и являются исходными для последующей. Номера событий нарастают от предыдущих к последующим.

«Работы» — процессы, подразумевающие затрату труда, ресурсов и времени, в том числе затраты на время ожидания, необходимое для технологических перерывов (схватывания бетона, сушки и т. п.). Работы на сетевом графике обозначаются стрелками, соединяющими кружки (см. рис. 1.6). Над стрелками обозначается элемент, ремонт которого проводится, а под нею — длительность работы в часах.

Между событиями возможны технологические связи (без непосредственного проведения конкретной работы). Подобные взаимосвязи обозначаются пунктирными стрелками. Так, выполнить очередную работу можно только после того, как освободится специализированная бригада после завершения другой работы.

Поставки оборудования можно обозначить отдельными стрелками, входящими в кружки, обозначающие событие (например, в событие *(9)*).

В графике не должно быть тупиков (событий, за которыми не следует никаких работ, кроме завершающего события), а также событий, не имеющих входящих работ, кроме исходного. Наличие таких событий свидетельствует об ошибке, которую нужно исправить.

В процессе составления сетевого графика выявляются работы, которые могут проводиться одновременно бригадами различной специализации. Сроки этих работ в основном определяются числом работников, подбирающимся по возможности так, чтобы не было простоев. На графике выявляется цепочка стрелок, суммарная длительность которой определяет срок выполнения всего ремонта, называемая *критическим путем*. Сетевой график дополняется временным графиком отключения оборудования и перечнем работ. Сетевой график позволяет хорошо организовать работы. С его помощью можно судить о последствиях, вызванных отклонениями хода работ от предусмотренного.

На рис. 1.6 операцию ремонта выключателя *(2—6)* можно выполнить только после окончания ремонта блокировки *(0—1)*, а операцию проверки цепей управления и привода *(8—9)* — после ремонта выключателя *(2—6)*. Замене разъединителя предшествует поставка оборудования, представленная стрелкой, входящей в событие *(9)*.

При выполнении ремонтов оборудования обстановка в ЭЭС может измениться, поэтому необходимы оперативные корректировки вывода оборудования в ремонт, а также длительности его проведения.

ГЛАВА 2

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

2.1. ХАРАКТЕРИСТИКИ КОТЛОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

Электроснабжение потребителей связано с необходимостью изменения выработки электроэнергии в разное время суток (рис. 2.1). Учитывая, что основная мощность ЭЭС сосредоточена на ТЭС, необходимо в широких пределах изменять производительность котлов и турбин.

Различные типы электростанций располагаются в разных зонах графика нагрузки (см. рис. 2.1). В его базисной зоне *(1)* — электростанции, мощность которых практически неизменна. К ним

относятся теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), электрическая мощность которых оказывается попутным результатом теплоснабжения прилегающих потребителей, а также атомные электростанции (АЭС), мощность которых пока еще используется как базисная.

Мощность современных конденсационных электростанций (КЭС) располагается в полубазисной части графика нагрузки *(2)*. Они по возможности разгружаются в ночное время. Менее экономичные КЭС работают в полупиковой части графика *(3)*. Гидроэлектростанции наиболее маневренны и используются кратковременно в пиковой части графика нагрузки *(4)*. В связи с тем, что мощность ГЭС недостаточна для покрытия пиковой нагрузки, возникает необходимость в маневренных ТЭС, для чего нужны тепловые агрегаты специального исполнения. Применяется и гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), которые в ночные часы, используя обратимые турбины в качестве насосов, закачивают воду в водохранилище для последующей выработки электроэнергии в часы максимальных нагрузок, пропуская воду через турбины в обратном направлении.

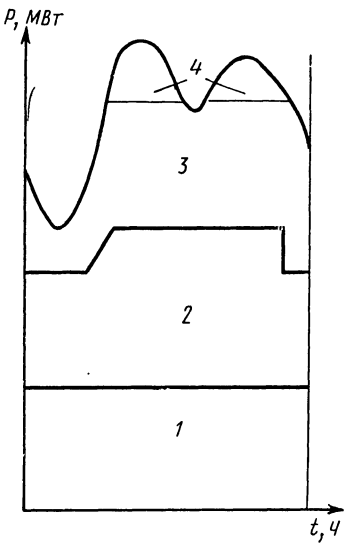


Рис. 2.1. График нагрузки энергосистемы и долевое участие электростанций в его покрытии

В процессе планирования суточной работы ЭЭС необходимо заблаговременно предусматривать топливоснабжение, организацию работы персонала, своевременное подключение агрегатов и т. п. Для этого необходимо знать: диапазон изменения нагрузки на действующем оборудовании; допустимые скорости изменения нагрузки; время, необходимое для пуска агрегатов.

Характеристики турбины определяются свойствами паровпускных устройств, состоящих из стопорного и регулирующих клапанов. Стопорный клапан — это аппарат, предназначенный для быстрого прекращения поступления пара в турбину в аварийных ситуациях. В исходном положении клапан находится во взведенном состоянии под давлением сжатой пружины и удерживается защелкой. При срабатывании технологических защит защелка выбивается и клапан быстро закрывается, прекращая доступ пара.

На рис. 2.2 приведена упрощенная структурная схема теплового блока, состоящего из котла, турбины и генератора. Пар из котла *1*, производительность которого регулируется регулятором *2* посредством системы *3*, контролирующей давление пара через

стопорный клапан *5* и регулирующие клапаны турбин *6,* управляемые регулятором частоты вращения *9,* поступает в цилиндр высокого давления (ЦВД) *10* турбины. Далее пар для повышения экономичности агрегата, пройдя через ЦВД и потеряв значительную часть первоначального давления и температуры, поступает

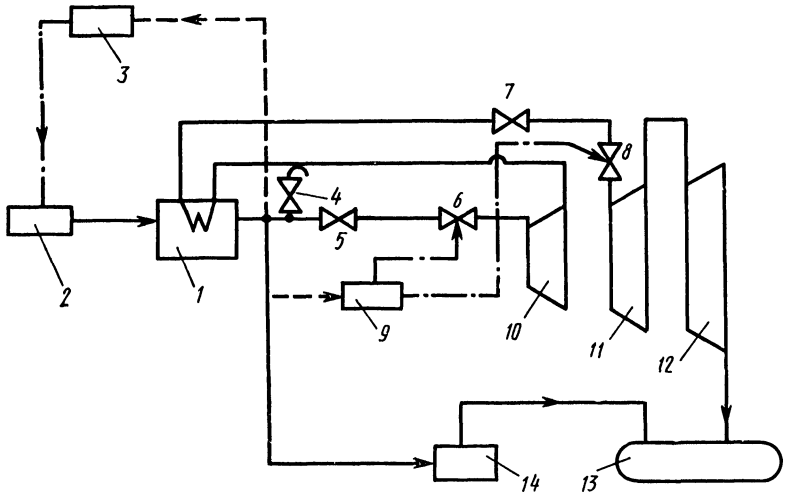


Рис. 2.2. Структурная схема паросилового блока, состоящего из котла и турбины с промежуточным перегревом пара
— паропроводы; — — — — каналы измерений; — · — · — · — каналы управления

в промежуточный пароперегреватель котла, в котором догревается до первоначальной температуры. После перегрева пар через второй стопорный клапан *7* и регулирующие клапаны *8* поступает в цилиндр среднего давления (ЦСД) *11,* а затем — в цилиндр низкого давления (ЦНД) *12* турбины. Количество пара, поступающего в турбину, определяется открытием регулирующих клапанов *6,* в то время как клапаны *8,* открываясь при пуске турбины, в дальнейшем находятся в открытом положении.

Отработавший пар поступает в конденсатор *13.* От повышения давления котел защищен быстродействующей редукционной установкой *14,* через которую пар при чрезмерном повышении давления пропускается в конденсатор, и предохранительными клапанами *4,* выпускающими пар в атмосферу.

Регулирующий диапазон котлов — диапазон нагрузок, в пределах которого котлы работают надежно. Регулирующий диапазон ограничивается максимально- и минимально допустимыми нагрузками [4]. Минимально допустимая нагрузка определяется устойчивостью горения в топке (у котлов, работающих на твердом топливе); температурным режимом пароперегревателя и топочной

части экрана (радиационной части); надежностью гидравлического режима (циркуляции воды), устойчивостью работы систем автоматического регулирования. Минимальная нагрузка котлов, работающих на твердом топливе, составляет (соответственно для бурого угля и угля типа АШ) 0,5—0,75 от номинальной.

При сжигании газа и мазута технический минимум ограничивается гидравлическим режимом, нарушение которого может привести к пережогам труб, и температурным режимом радиационной части. Минимальные нагрузки таких котлов равны 0,4—0,5 от номинальной.

Для расширения регулирующего диапазона котлов, работающих на твердом топливе, их при небольших нагрузках частично или полностью переводят на жидкое или газообразное топливо, а иногда — на режим со скользящим давлением пара (режим снижения давления пара по мере разгрузки). Если минимальная нагрузка котлов в режиме минимальной нагрузки ЭЭС оказывается слишком высокой, то часть котлов отключают, а к следующему периоду роста нагрузок их вновь включают в работу.

Регулирующий диапазон турбин в основном определяется характеристиками котлов. Минимальные нагрузки турбин обусловлены работой экономайзеров от отборов пара высокого давления (для поддержания температуры воды, питающей котлы); подачей пара в турбину, включая последнюю ступень (во избежание опасного перегрева ротора из-за вентиляционных потерь, который может привести к разрушению лопаток).

Отключение котлов, работающих в блоке с турбинами, часто требует останова турбин. Этого можно избежать переводом турбогенераторов в двигательный режим, при котором их вращение обеспечивается потреблением мощности из электрической сети. При этом в турбину для вентиляции поступает небольшое количество пара по специальным паропроводам от работающих котлов.

Пусковые характеристики котлов обусловливаются продолжительностью пуска и затратами топлива на пуск. Продолжительность пуска складывается из длительностей растопки котлоагрегата, его прогрева, включения в работу и загрузки.

Продолжительность пуска зависит от исходного температурного состояния, обусловленного временем простоя после отключения; она определяется тепловыми напряжениями в толстостенных металлических элементах, в которых возникает разность температур. Известно, что каждый градус разности температур между внутренней и наружной поверхностями стенки сопровождается термическими напряжениями, равными примерно 2 МПа. Если эта разность велика, то термические напряжения могут превысить величины, предельно допустимые по условиям прочности металла, и вызвать в нем появление трещин, из-за которых происходит значительная часть аварий с агрегатами. Правильный пуск исключает возникновение трещин в толстостенных элементах и короб-

ление фланцев разъемов. При заполнении котла водой ее температура не должна отличаться от температуры металла более чем на 40 °С.

Во избежание сохранения в топке взрывоопасной смеси газов перед растопкой (при останове) ее вентилируют не менее 10 мин. Однако, чтобы избежать чрезмерного расхолаживания при останове котла, вентиляция не должна продолжаться более 15 мин.

При растопке барабанных котлов скорость прогрева стенок барабана не должна превышать 1,5 °С в минуту при температуре до 200 °С и 3 °С в минуту — при дальнейшем повышении температуры.

В процессе растопки после появления давления около 0,5 МПа производится дренирование элементов как котла, так и паропровода, прогреваемого одновременно с растопкой котла. Для обеспечения нормальной циркуляции воды пароперегреватель продувается паром. Котлоагрегат подключается к магистрали при давлении, меньшем на 0,1—0,2 МПа, чем в действующем паропроводе. Продолжительность растопки котлов из холодного состояния для среднего давления составляет 3—4 ч, для высокого давления — 4—5 ч. Продолжительность растопки из горячего состояния сокращается. В прямоточных котлах нет толстостенных элементов. Поэтому их пуск производится быстрее.

Пусковые характеристики турбин. Пуск турбины разрешается при условии, что исправны технологические защиты, предупреждающие возникновение и развитие аварий, а также возникновение недопустимых режимов работы, и прекращающие подачу пара в турбину. Для этого должна быть уверенность в плотном закрытии стопорного клапана и обратных клапанов регенеративных отборов (при срабатывании защит), а также регулирующих клапанов. Должны быть также исправны масляные насосы и система автоматического их включения из резерва.

Перед пуском собирается схема дренажей и производится опробование маслонасосов. Температура масла должна быть в пределах 40—45 °С. Затем в пусковой режим включается конденсатор турбины.

Пуск турбины возможен паром номинальных параметров, а также паром, давление которого повышается в процессе пуска. Скорость прогрева турбины ограничивается температурными напряжениями в толстостенных элементах (цилиндре и фланцах), а также в элементах ротора. Скорость прогрева цилиндра ограничивается разностью температур между верхней частью цилиндра и нижней частью, более холодной из-за скапливающегося в процессе пуска конденсата и влияния теплопроводности нижних присоединений. Скорость прогрева должна быть в пределах 3—4 °С в минуту при температурах ниже 400 °С и 2—3 °С в минуту при более высоких температурах.

При наличии пускового вакуума и биений вала в допустимых

пределах (30—50 мк) пуск производится перегретым паром при предварительном прогреве стопорного клапана. Турбина при скорости вращения 300—500 об/мин прослушивается для выявления задеваний в проточной части. Конденсат из цилиндра удаляется через дренажные линии.

В целях ускорения прогрева массивных фланцев и шпилек на мощных турбинах предусматривается их специальный прогрев паром.

При определенной скорости вращения (критической) наблюдается увеличение вибрации, которая снижается при дальнейшем увеличении скорости вращения.

При приближении скорости вращения к номинальной давление масла обеспечивается главным насосом, находящимся на валу турбины, поэтому пусковой масляный насос останавливают и включают систему охлаждения генератора.

После синхронизации генератора с сетью нагрузка увеличивается с определенной скоростью, так как при этом турбина продолжает прогреваться.

Суммарная продолжительность пуска конденсационных турбин составляет несколько часов.

В качестве примера ниже приведена зависимость продолжительности пуска блоков мощностью 300 МВт от длительности простоя:

Длительность простоя, ч	6—8	16—18	55—60	90
Продолжительность пуска, мин	200	310	390	550

Пуск блоков сопровождается значительным расходом топлива, которое нужно учитывать при оптимизации режима. Так, при пуске из холодного состояния блока мощностью 160 МВт расходуется 55 т (условное топливо), а блока мощностью 300 МВт — 150 т (условное топливо).

При пуске агрегатов вручную персонал удлиняет процесс пуска во избежание превышения допустимой разности температур в толстостенных элементах. Поэтому ведутся работы по автоматизации процесса пуска с помощью управляющих вычислительных машин (УВМ), работающих по заданной программе. С их помощью пуск ведется в режиме заданной скорости прогрева, что обеспечивает сохранность оборудования при одновременном снижении расхода топлива.

Динамические характеристики котлов определяются их тепловыми постоянными, находящимися в диапазоне 80—200 с соответственно для прямоточных и барабанных котлов*.

В связи с тем, что инерционность котлов, обусловленная теп-

* Экспериментальные исследования режимов энергосистем / Под ред. *С. А. Совалова*. — М.: Энергоатомиздат, 1985.

лоэнергетическими процессами, значительно больше инерционности турбин, изменение мощности турбин сопровождается изменением потребления пара из объемов котла и, следовательно, изменением его давления. При снижении давления уменьшается температура кипения воды, благодаря чему быстро высвобождается дополнительное количество пара. Таким образом используется аккумулирующая способность котла, под которой подразумевается количество дополнительно получаемого пара на единицу снижения давления.

При одинаковых производительности и параметрах в барабанных котлах аккумулируется больше теплоты (в воде — 60—65%, в металле — 25—30%, в паре — 10—15%), чем в прямоточных котлах (в воде и паре — 35%; в металле — 65%). Допустимая скорость снижения давления больше в прямоточных котлах, так как в барабанах из-за бурного кипения поверхность воды набухает и возникает опасность парообразования в опускных трубах. В прямоточных котлах при снижении давления со скоростью 4,5 МПа/мин паропроизводительность повышается на 30—35% в течение 15—25 с. В барабанных же котлах при снижении давления со скоростью 0,5 МПа/мин паропроизводительность растет на 10—12% в течение 2—3 мин. Затем снижение давления постепенно устраняется автоматикой, воздействующей на процесс горения топлива. Процесс восстановления давления можно ускорять автоматической форсировкой режима котла. Однако необходимо учитывать, что инерционность теплоэнергетических процессов исчисляется минутами.

Динамические характеристики турбины определяются в основном постоянными ее паровых объемов. Для ЦВД постоянные невелики (0,2 с), а для ЦСД и ЦНД они значительны (5 с). Паровой объем для ЦСД и ЦНД определяется паропроводами и трубами промежуточного пароперегревателя.

Изменение мощности турбин сначала происходит за счет изменения мощности ЦВД и лишь спустя некоторое время за счет мощности ЦСД и ЦНД (линии *1* и 2 на рис. 2.3). Во избежание подобной задержки изменения суммарной мощности (линия *3*) на современных турбинах используется кратковременное перерегулирование мощности ЦВД (линии *4* и *5*), достигаемое специальными элементами регулятора частоты вращения.

При аварийном снижении частоты мощность турбин быстро увеличивается (рис. 2.4) за счет изменения мощности ЦВД и аккумулирующей способности котлов. После этого в течение некоторого времени мощность турбины из-за инерционности ЦСД и ЦНД неизменна (линия *1*). Лишь после задержки, обусловленной инерционностью промежуточного пароперегревателя, мощность начинает увеличиваться с постоянной времени котлов. Это происходит при условии, что управление режимом производится с помощью автоматических регуляторов, реагирующих на давление

пара или мощность турбины. При использовании в управлении турбиной гибкой положительной обратной связи мощность изменяется по кривой *2*. Если же турбиной управлять, сохраняя неизменным давление пара, то спустя некоторое время ее мощность возвращается к доаварийному и даже более низкому значению (линия *4*). В целом

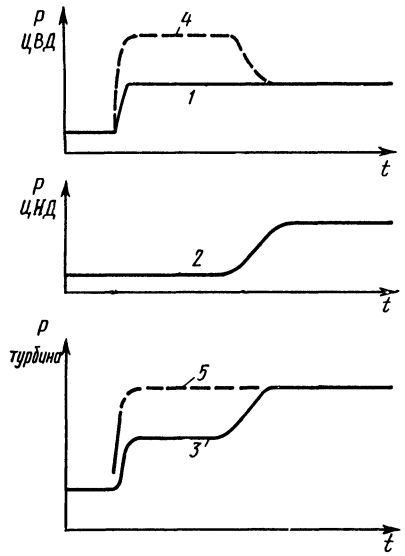


Рис. 2.3. Изменение мощности турбины во времени

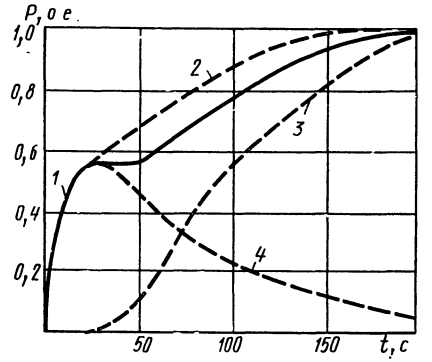


Рис. 2.4. Изменение мощности паросилового блока при аварийном снижении частоты

изменение мощности отражает суммарный эффект изменения мощности за счет аккумулирующей способности котла и его регулирования изменением подачи топлива (*3*).

2.2. СПОСОБЫ УПРАВЛЕНИЯ ТУРБИНОЙ

Используются несколько способов управления мощностью турбины. Рассмотрим их подробнее.

Управление мощностью турбины положением регулирующих клапанов. Обычно мощность турбины регулируется количеством пара за счет воздействия регулятора частоты вращения (РЧВ) на открытие регулирующих клапанов. В этих случаях достигается высокая скорость изменения мощности за счет аккумулирующей способности котлов с последующим автоматическим изменением их режима.

В регулирующих клапанах пар дросселируется, вследствие чего возникает снижение его температуры. Изменение положения регулирующих клапанов сопровождается изменением температу-

ры пара, поступающего в турбину, что вызывает температурные напряжения в металле элементов ротора ЦВД. Характер данного процесса показан на рис. 2.5. При изменении нагрузки на ΔP в опасных зонах возникает температурное напряжение $\Delta\theta$, которое может привести к усталостным трещинам, сокращающим срок службы агрегата.

В новом установившемся режиме мощности нагрев конструктивных элементов постепенно выравнивается и температурное напряжение исчезает. Процесс снижения температурных напряжений протекает по экспоненте с постоянной времени (T) нагрева элементов, которая для турбин различных конструкций равна 15—30 мин и описывается формулой

$$\Delta\theta = k\Delta P e^{-t/T},$$

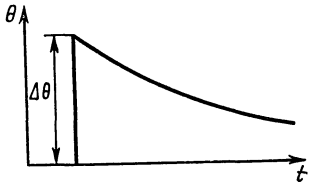


Рис. 2.5. Изменения температурных напряжений в элементах ротора турбины $\Delta\theta$

где k — коэффициент пропорциональности; ΔP — изменение мощности; T — постоянная времени нагрева элементов ротора; t — текущее время.

Опасность возникновения усталостных повреждений при плановых и флуктуационных изменениях режима различна. Объясняется это тем, что частота плановых изменений режима значительно меньше. При плановом изменении нагрузки паровые турбины допускают быстрое изменение нагрузки в пределах 21—23% номинальной мощности для турбин докритического и 14—18% для турбин сверхкритического давления. Если необходимы большие изменения нагрузок, то следует ограничивать скорости этого изменения во времени (соответственно 0,7—2% в минуту для турбин докритического и 0,4—1% в минуту для турбин сверхкритического давления).

Максимально допустимые не ограниченные по скорости изменения мощности, неизбежные при использовании турбин для регулирования частоты и перетоков мощности, должны быть в пределах 9—10% от номинального значения для турбин докритического и 5—8% для турбин сверхкритического давления. Последующие изменения мощности допустимы спустя некоторое время, необходимое для того, чтобы не превысить допустимое температурное напряжение. Изменения мощности, при которых превышаются допустимые температурные напряжения, должны производиться с ограничением скорости соответственно 0,35—0,5% в минуту и 0,2—0,4% в минуту.

Управление «до себя». Оно используется до ввода в действие регулятора мощности, уставка которого задается давлением пара. В этом случае РЧВ, реагируя на флуктуации частоты, приводит к колебаниям давления острого пара, которое поддерживается автоматикой, управляющей работой котла. Чтобы котел работал

в благоприятных условиях, используется структурная схема, представленная на рис. 2.6, где уставка РЧВ f задается регулятором деления π. Для изменения мощности турбины необходимо воздействовать на паропроизводительность котла K, обладающего значительной инерционностью, исчисляемой минутами. В связи с тем, что регулятор π контролирует давление пара на входе в турбину, управление называется «до себя».

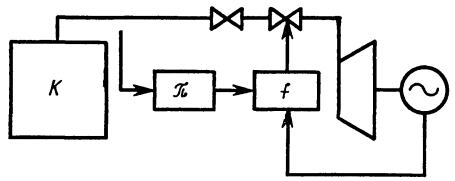


Рис. 2.6. Структурная схема регулирования турбины «до себя»

Подобная система создает более благоприятные условия для работы котла, но в то же время препятствует необходимому изменению мощности турбины в аварийных условиях, сопровождающихся снижением или повышением частоты. Во избежание этого применяется реле частоты, с помощью которого при опасном отклонении частоты регулятор давления выводится из работы и турбина переводится на работу с РЧВ, реагирующим на изменения частоты.

Управление скользящими параметрами. При управлении с помощью РЧВ и «до себя» изменение мощности турбины сопровождается изменением положения регулирующих клапанов, на которых происходит дросселирование пара, что приводит к температурным напряжениям и снижению экономичности агрегата. Во избежание этого в режимах промежуточных и минимальных нагрузок можно использовать *режим скользящих параметров*, при котором некоторые регулирующие клапаны закрыты, а остальные полностью открыты. Регулирование мощности турбины достигается изменением давления острого пара. Например, на блоках мощностью 300 МВт давление регулируется в диапазоне 13—24 МПа, что дает возможность изменять мощность в диапазоне 140—230 МВт.

Давление острого пара определяется по выражению, МПа,

$$\pi = \alpha P + 1,$$

где α — МПа/МВт ($\alpha \approx 1$); P — мощность турбины, МВт.

Больший удельный объем пара (при работе на пониженном давлении) обеспечивает более низкую температуру труб пароперегревателя. Благодаря этому при тех же температурах труб можно достичь более высокой температуры перегретого пара, что повышает экономичность котла.

При использовании турбонасоса для подачи воды в котел можно получить дополнительный экономический эффект за счет его работы со сниженной скоростью вращения. Такой режим воз-

можен из-за уменьшения противодавления, которое приходится преодолевать насосу.

Защита турбин предусматривается по признакам, свидетельствующим об опасности их повреждений. Так, осевые смещения свидетельствуют о повреждении упорных подшипников; значительные снижения давления пара, сопровождающиеся конденсацией влаги, могут привести к разрушению лопаток быстроходных агрегатов; снижение давления масла в подшипниках — к их повреждению.

Повреждение лопаток турбины возможно также при повышении скорости вращения на 10% сверх номинальной, которое может быть результатом снижения давления масла в системе РЧВ при неисправном стопорном клапане. Во избежание этого РЧВ выполнен так, что его усилительные органы (золотник) уравновешены лишь при наличии давления масла в системе регулирования. Если оно снижается, то золотник смещается в направлении закрытия регулирующих клапанов, совершающегося с большой скоростью. Эта особенность используется для быстрой разгрузки турбины, которая может потребоваться в послеаварийных режимах для сохранения статической устойчивости, а иногда и для управления динамической устойчивостью. Для этого используются специальные электромеханические устройства, осуществляющие дозируемый сброс давления масла.

В современных мощных турбинах РЧВ имеют различную скорость закрытия и открытия регулирующих клапанов, обеспечивая бо́льшую скорость закрытия. Поэтому при знакопеременном действии регулятора турбина, как правило, снижает нагрузку.

Учитывая особую опасность повышения скорости вращения сверх 1,1 $n_{ном}$, РЧВ резервируется автоматом безопасности, воздействующим на закрытие стопорного клапана. Однако сам РЧВ должен быть налажен так, чтобы при сбросе нагрузки скорость турбины не достигала уставки автомата безопасности. Автомат безопасности представляет собой центробежное реле, срабатывающее при $n=1{,}1\ n_{ном}$ и выбивающее защелку стопорного клапана. При необходимости стопорный клапан может быть приведен в действие другими устройствами защиты или вручную.

2.3. ТРЕБОВАНИЯ К ХАРАКТЕРИСТИКАМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ АГРЕГАТОВ

В эксплуатации ЭЭС большое значение имеют характеристики энергетических агрегатов. От них зависят надежность и безопасность эксплуатации котлов, ядерных энергетических реакторов, турбин, генераторов. Поведение управляемого агрегата описывается математически и представляется в структурной схеме регулирования.

Известно, что каждому типу баланса (теплового, электрического, потребления жидкостей, газа) соответствует определенный параметр режима, сопутствуюший балансу. Так, балансу воды соответствует напор, пара — давление, активной мощности — скорость вращения турбин, реактивной мощности — напряжение и т. д. Изменение этих параметров в соответствии с характеристиками агрегатов, работающих на ЭЭС, влияет на их режим. Потребляемая мощность также зависит от естественных свойств потребительских установок и элементов ЭЭС.

Назначение энергетических агрегатов — обеспечение изменяющегося потребления установок, питающихся от ЭЭС. Процесс производства энергии связан с флуктуациями процесса подачи топлива, энергоносителей и др. Нарушение равенства производства и потребления мощности приводит к возмущениям, вызывающим переходный процесс.

Свойства агрегата, приводящие к восстановлению установившегося режима работы (после его нарушения) без участия средств автоматического управления и обусловленные конструктивными особенностями, называют *саморегулированием* или *самовыравниванием.*

Распространенный вид характеристик агрегата представлен на рис. 2.7. Здесь *1* — зависимость производительности *(Г)* от параметра *(П),* сопутствующего конкретному виду баланса, а *2* — зависимость потребления (нагрузки) *Н* от *П*. Баланс устанавливается в точке пересечения характеристик *Г* и *Н* при изменившем-

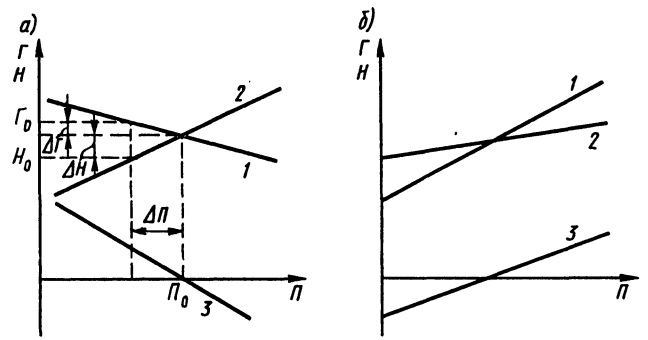


Рис. 2.7. Характеристики энергетических установок

ся параметре *П*. Для нового устойчивого состояния необходимо, чтобы при отклонившемся значении $\Delta П$ изменившаяся нагрузка $\Delta Н$ превышала соответствующий ему параметр производства $\Delta Г$. Тогда устанавливается новый режим, соответствующий параметрам $Н_0+\Delta Н$ и $Г_0+\Delta Г$ (см. рис. 2.7, *а*). Однако в случае, изображенном на рис. 2.7, *б*, в зависимости от знака отклонения параметров *Г*, *Н* или *П* возникает большее изменение *Г*, чем *Н*. Это приводит либо к дальнейшему прогрессирующему разбалансу и

стремлению параметра $П$ к нулю (разгрузка), либо к его безостановочному повышению (до развития максимальной мощности). При подобной характеристике объект имеет положительную обратную связь, что может привести к аварийному режиму, а в ряде случаев повреждению оборудования.

Результирующие характеристики можно получить вычитанием из характеристики генерации характеристики потребления (на рис. 2.7, *б* линия *3*).

Исходя из этого можно математически сформулировать требование к характеристикам агрегатов, обеспечивающим при возмущении их режима переход в новое устойчивое состояние без применения автоматики (эффект самовыравнивания). Работа агрегата устойчива при $\partial Н/\partial П \geqslant \partial Г/\partial П$. Если же это неравенство не выполняется $(\partial Н/\partial П < \partial Г/\partial П)$, то режим агрегата статически неустойчив.

Это условие можно записать в следующем виде:

$$\frac{\partial (Г - Н)}{\partial П} \leqslant 0.$$

Из рис. 2.7 следует, что статически устойчивы агрегаты, результирующие характеристики которых с ростом $Н$ имеют наклон вниз. Агрегаты, результирующие характеристики которых наклонены вверх, статически неустойчивы и могут эксплуатироваться (в крайнем случае) только с применением специальной автоматики, корректирующей их характеристики. Однако автоматика может оказаться неисправной, она по ошибке, недоразумению или халатности может быть выведена из работы. Поэтому агрегаты с характеристиками типа $\partial(Г-Н)/\partial П > 0$ не должны быть использованы, если нарушения их режима могут привести к тяжелым последствиям.

Получение требуемого для устойчивого режима самовыравнивания энергетических установок должно учитываться в процессе их конструирования.

2.4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГЕНЕРАТОРОВ

Генератор преобразует механическую энергию вращения турбины в электрическую, одновременно он является источником реактивной мощности.

Главное в эксплуатации генератора — это сохранение его электрического режима в допустимой области. Активная мощность генератора определяется режимом турбины.

Управление режимом генератора. Оно сводится к поддержанию необходимого магнитного поля в воздушном зазоре между статором и ротором. Ток статора создает магнитное поле, направленное в основном встречно магнитному полю, создаваемому током возбуждения (эффект реакции якоря). Изменение результирующего магнитного поля компенсируется соответствующими изменениями магнитного поля возбуждения, для чего ток возбуждения генератора должен изменяться в широких пределах в зависимости от его режима.

Определим зависимость тока возбуждения от параметров режима генератора. Характеристику холостого хода в рабочей области заменим линейной зависимостью (рис. 2.8)

$$I_0 = \beta E, \qquad (2.1)$$

где β — коэффициент, используемый в линейной аппроксимации характеристики холостого хода, 1/Ом; E — ЭДС генератора.

Векторная диаграмма Потье приведена на рис. 2.9. Магнитный поток холостого хода генератора создается током возбуждения I_0.

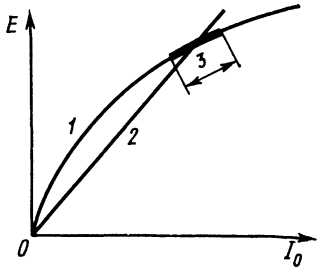


Рис. 2.8. Аппроксимация характеристики холостого хода генератора *1* прямой *2* применительно к эксплуатационной зоне *3*

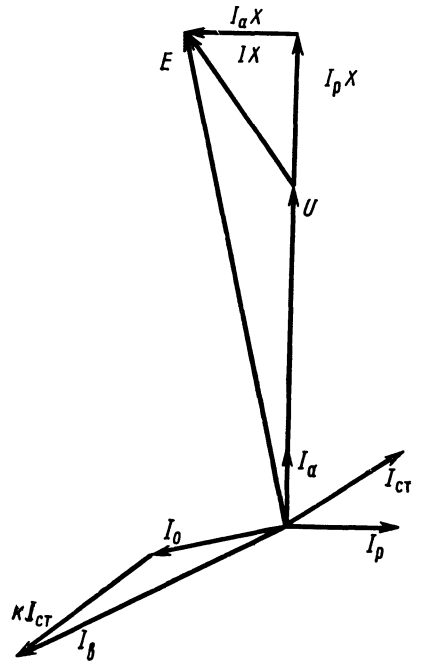


Рис. 2.9. Векторная диаграмма Потье

Магнитный поток, компенсирующий реакцию якоря, создаваемую током статора, соответствует составляющей тока возбуждения $kI_{ст}$, где k — коэффициент пропорциональности. Результирующий магнитный поток соответствует току возбуждения.

Учитывая, что величина E непосредственно не измеряется, желательно ее в (2.1) выразить:

$$E = \sqrt{(U + I_р X)^2 + (I_а X)^2},$$

где U — напряжение статора; $I_а$, $I_р$ — активная и реактивная со-

ставляющие тока статора; X — индуктивность рассеяния генератора.

Тогда ток возбуждения, соответствующий ЭДС холостого хода,

$$I_0=\beta\sqrt{(U+I_pX)^2+(I_aX)^2}. \qquad (2.2)$$

Используя (2.1), можно в определенном масштабе совместить токи возбуждения с пропорциональными им параметрами режима генератора. Для этого необходимо векторы I_0 и $kI_{ст}$ повернуть на 90° до совпадения вектора I_0 с вектором E. Векторная диаграмма, на которой совмещены параметры возбуждения с пропорциональными им величинами режима статоров, приведена на рис. 2.10. Векторы токов возбуждения смещены, чтобы в дальнейшем при построении учесть зависимость (2.2).

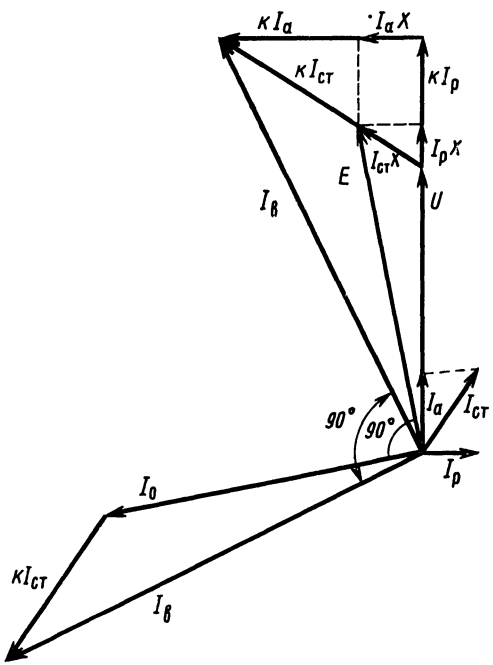


Рис. 2.10. Векторная диаграмма генератора

Полный магнитный поток можно найти как геометрическую сумму составляющих, обусловленных током возбуждения холостого хода и током статора:

$$\bar{I}_в=\bar{I}_0+k\bar{I}_{ст}.$$

Геометрическую сумму магнитных потоков, соответствующих составляющим тока возбуждения, совмещенного на диаграмме (см. рис. 2.10) с напряжением, можно выразить в виде следующего вектора:

$$I'_в=\beta(U+I_pX)+kI_p,$$

и перпендикулярного ему вектора

$$I''_в=\beta I_aX+kI_a.$$

Следовательно,

$$I_в=\sqrt{[\beta(U+I_pX)+kI_p]^2+[\beta I_aX+kI_a]^2}$$

или

$$I_в=\sqrt{(k_1U+k_2I_p)^2+(k_2I_a)^2}, \qquad (2.3)$$

где $k_1=\beta$; $k_2=\beta X+k$.

Из (2.3) следует, что ток возбуждения в нормальных режимах зависит от требуемого напряжения генератора U, активного I_a и реактивного I_p токов статора и своим изменением должен компенсировать как падение напряжения в синхронной машине, так и реакцию якоря.

Изменение напряжения генератора может быть следствием изменений режима других генераторов, работающих параллельно на общую электрическую сеть, а также режима самой сети.

Из (2.3) можно определить предельно допустимый реактивный ток генератора $I_{p\,max}$, соответствующий предельному (по условиям нагрева обмотки возбуждения) току $I_{в\,max}$ в таком виде:

$$I_{pmax}=\sqrt{(1I_{вmax}/k_2)^2-I_a^2}-k_1U/k_2.$$

Источниками тока возбуждения являются возбудители, выполненные либо в виде электрических машин, находящихся на общем валу с генератором, либо в виде статических устройств, например, систем управляемых выпрямителей.

Необходимое изменение тока возбуждения производится автоматическими регуляторами возбуждения (АРВ), реагирующими на изменение напряжения на выводах генератора, и некоторые другие параметры.

Существует два режима генератора: перевозбуждение и недовозбуждение. В режиме перевозбуждения в сеть поступают активная и реактивная мощности. В режиме недовозбуждения генератор потребляет реактивную мощность. Этот режим обычно необходим во время минимальных нагрузок, когда зарядная мощность ЛЭП превышает потребляемую реактивную мощность. Реактивная мощность, генерируемая в режиме перевозбуждения, ограничена допустимым нагревом обмоток возбуждения и статора.

Режим недовозбуждения ограничен нагревом крайних пакетов железа статора, вызванного увеличенными магнитными полями рассеяния и статической устойчивостью генератора.

В режимах перевозбуждения и недовозбуждения допустимая реактивная мощность генератора зависит от его активной мощности (рис. 2.11). Линия *1* является ограничением по току статора, линия *2* соответствует номинальной мощности турбины. Обычно генераторы не могут быть загружены активной мощностью, превышающей номинальную. Однако если допускается перегрузка турбины, то ограничивающей становится кривая *1*, являющаяся окружностью. Линии *3* соответствуют ограничению по условию нагрева обмотки возбуждения для соответствующих напряжений на выводах генератора. Линии *6* и *7* характеризуют допустимую потребляемую реактивную мощность в режиме недовозбуждения по условиям статической устойчивости для генераторов с возбудителями постоянного тока и высокочастотными системами воз-

буждения соответственно. Линии *4* и *5* ограничивают допустимую потребляемую реактивную мощность для тех же генераторов по условиям нагрева крайних пакетов статора. В достаточно компактных ЭЭС (связи электростанций с нагрузочными узлами не слишком слабые) условием ограничения является нагрев крайних пакетов статора.

Для обеспечения устойчивого распределения реактивной мощности (тока) между параллельно работающими генераторами АРВ должны иметь статическую характеристику (рис. 2.12), при

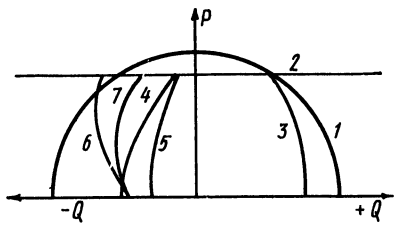


Рис. 2.11. Диаграмма режимов генератора

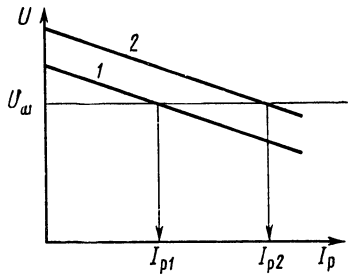


Рис. 2.12. Статические характеристики регулирования возбуждения генератора (изменение нагрузки достигается смещением характеристик *1* и *2*)

которой с увеличением реактивного тока статора снижаются напряжения на выводах генератора. Однако по требованиям режима ЭЭС напряжение на основных шинах электростанции, связанной с генераторами через повышающие трансформаторы, должно либо увеличиваться с ростом нагрузки ЭЭС, либо оставаться неизменным. Поэтому приходится смещать характеристики АРВ генераторов с помощью установочных устройств регуляторов. Этим обеспечивается изменение как напряжения на основных шинах электростанции, так и загрузки генераторов реактивной мощностью (током) при постоянном напряжении (рис. 2.12).

При отсутствии вторичного регулирования напряжения требуемый режим генераторов поддерживается вручную персоналом, воздействующим на положение установочных устройств.

По условиям режима ЭЭС режим генератора часто выходит за допустимые пределы, что требует от персонала напряженного внимания. Чтобы избежать этого, один из типов АРВ дополняется устройством ограничения возбуждения, с помощью которого режим генератора автоматически удерживается в допустимой области.

Однако большинство АРВ подобных устройств не имеет и поддержание режима в допустимой области полностью зависит от

персонала, избегающего напряженных условий работы. Это приводит к существенному недоиспользованию располагаемой мощности генераторов, достигающему 20—25%. Ограничение электрических режимов генераторов вызывает рост потерь в электрических сетях в случаях, когда располагаемая реактивная мощность генераторов должна быть использована полностью из экономических соображений. Например на электростанциях, расположенных в нагрузочных узлах, к которым относятся ТЭЦ. Поэтому эксплуатация генераторов при управлении режимом вручную неполноценна.

Любой генератор должен быть оснащен автоматическими ограничителями верхнего и нижнего уровней возбуждения. Обычно для этого используются астатические ограничители возбуждения, воздействующие на привод установочного устройства АРВ. В этом случае легко выполняется также автоматическое управление режимом напряжения на шинах электростанций.

Управление режимом генератора связано с необходимостью измерения токов обмоток возбуждения и статора. Для упрощения задачи ток возбуждения можно воспроизвести с помощью выражения (2.3) на основе измерения напряжения и тока статора.

Устройства управления режимом достаточно просты и могут быть созданы на основе аналоговой техники на базе микроэлектроники или на микропроцессорной основе.

Система автоматического управления электрическим режимом электростанций позволяет легко осуществлять централизованное управление режимом ЭЭС с помощью ЭВМ для минимизации потерь энергии в электрических сетях.

В аварийных режимах можно в течение некоторого времени использовать перегрузочный ресурс генераторов (рис. 2.13). Время аварийной перегрузки зависит от отношения (кратности) тока обмоток к номинальному току.

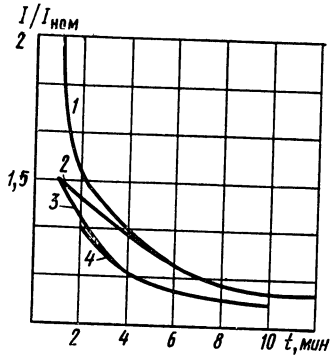


Рис. 2.13. Допустимая кратность аварийной перегрузки генераторов:
1 — для генератора с косвенным охлаждением; *2* — с непосредственным охлаждением водой; *3* — с непосредственным охлаждением водородом; *4* — допустимая перегрузка по току возбуждения

Существуют аварийные перегрузки двух типов. При кратковременных возмущениях изменение возбуждения приводит в ряде случаев к большим, кратковременным перегрузкам, на которые вторичные астатические системы управления реагировать не успевают. В аварийных режимах (к ним можно отнести, например, лавину понижения напряжения) снижение напряжения протекает в два этапа. Сначала напряжение скачком уменьшается до значения, обусловленного возникшим де-

фицитом реактивной мощности. Затем по мере повышения возбуждения генераторов, осуществляемого с помощью АРВ, напряжение повышается за счет использования перегрузочного ресурса генератора. В качестве признака возникновения режима, при котором должен использоваться перегрузочный ресурс, можно воспользоваться сочетанием производной напряжения и появлением перегрузки, длящейся больше времени действия основных защит элементов ЭС. В этом случае действие ограничителя верхнего предела возбуждения блокируется устройством, фиксирующим аварийный режим на некоторое время, зависящее от степени перегрузки.

Перегрев обмоток возбуждения и статора генератора приводит к износу изоляции, поэтому недопустимо в нормальных режимах использовать перегрузочные возможности генератора. В нормальном режиме ограничения по верхнему пределу возбуждения осуществляются с небольшой выдержкой времени, обеспечивающей флуктуационную степень свободы АРВ, а по нижнему пределу — без выдержки времени, так как режим по устойчивости близок к пределу.

Настройка устройств автоматического аварийного ограничения возбуждения должна обеспечивать полное использование перегрузочного ресурса, так как преждевременное снятие форсировки возбуждения может привести к тяжелым авариям.

Элементы генераторов. Генераторы включают в себя системы возбуждения и системы охлаждения.

Системы возбуждения генератора содержат источник тока возбуждения (возбудитель) и автоматический регулятор возбуждения.

Возбудители имеют электромашинное или безмашинное исполнение. Электромашинные возбудители для генераторов малых мощностей (до 100 МВт) выполняют в виде коллекторных генераторов постоянного тока. В связи с тем, что мощность возбудите-

ратора непосредственно соединены с выводами вращающихся выпрямителей.

У электромашинных возбудителей напряжение меняется в широких пределах из-за изменения тока возбуждения самих возбудителей. В качестве источника возбуждения возбудителей служат либо напряжение их якоря, либо дополнительная электрическая машина (подвозбудитель), расположенная на валу генератора.

В *безмашинных* системах возбуждения в качестве источника энергии используется либо мало изменяющееся по значению напряжение выводов генератора (самовозбуждение), либо напряжение вспомогательной электрической машины (возбудителя переменного тока). Рассмотренные системы возбуждения можно отнести к трем типам: с коллекторными возбудителями постоянного тока; с возбудителями переменного тока и выпрямителями; с управляемыми выпрямителями.

Особенности схем возбуждения и его регулирования рассматриваются в курсе автоматизации ЭЭС.

Системы охлаждения генераторов предназначены для поддержания температуры элементов генератора на допустимом уровне. Нагрев генераторов обусловлен потерями в них, которые для крупных машин равны 1—3% от номинальной мощности и складываются из механических и электрических потерь.

Механические потери возникают от трения вращающегося ротора в подшипниках и от его трения при движении в окружающей среде. Электрические потери возникают из-за перемагничивания стали статора, а также в обмотках статора и возбуждения. С ростом мощности генератора доля электрических потерь растет. Удельные потери (Вт/кг) в элементах генераторов распределяются следующим образом:

а также коррозии элементов генератора, влажность водорода должна быть незначительной. Для осушки водорода применяются фильтры сорбционного типа, а в последнее время — холодильные аппараты.

Предусматриваются специальные меры для поддержания требуемой чистоты водорода. Располагаемая мощность генератора обеспечивается поддержанием определенного давления водорода, которое вместе с безопасностью эксплуатации гарантируется некоторым избыточным давлением водорода, указанным в паспорте генератора.

Водород в смеси с воздухом при концентрациях от 5 до 81,5% взрывоопасен, поэтому принимаются меры для избежания таких концентраций. Прежде всего эти меры относятся к наполнению и опорожнению корпуса генератора. Операция наполнения корпуса водородом производится в два этапа. Вначале воздух вытесняется углекислотой или азотом, а затем инертный газ вытесняется водородом. Опорожнение корпуса производится в обратном порядке. Для этого имеются баллоны с инертным газом, газопроводы и устройства управления. Газопроводы имеют удаляемые вставки для создания видимого разрыва. Так, при наличии в корпусе генератора воздуха (при ремонте) удаляется вставка водородопровода, а при заполнении корпуса водородом — вставка воздухопровода.

Утечка водорода из системы охлаждения должна быть минимальной. Это обеспечивается герметичностью корпуса генератора, гарантируемой уплотнениями вала. Для этого используют специальные кольцевые конструкции, через которые для обеспечения герметичности под давлением прокачивают масло, плотно заполняющее зазоры.

Все элементы системы охлаждения постоянно контролируются как указательными приборами, так и различными устройствами сигнализации.

Благодаря тому, что водород в качестве среды, в которой вращается ротор, снижает вентиляционные потери, он применяется и в других системах охлаждения.

Система водородно-водяного охлаждения — более эффективна и поэтому применяется для генераторов большей мощности. Ротор и активная сталь статора в этом случае охлаждаются водородом, а обмотка статора, выполненная из полых проводников, — водяным дистиллятом, циркулирующим по замкнутому контуру. Проводимость дистиллята мала (200 кОм/см) и не нарушает изоляции обмотки. Горячий дистиллят проходит через охладитель.

В процессе эксплуатации принимаются меры по поддержанию чистоты дистиллята, для чего применяются фильтры, очищающие его от взвешенных обычных и ферромагнитных частиц, а также устройства, удаляющие растворенные газы, поглощаемые дистиллятом при контакте с воздухом, во избежание коррозии меди.

Принимаются также меры по устранению из системы охлаждения воздушных пробок, которые могут препятствовать нормальной циркуляции.

Система водомасляного охлаждения является дальнейшим развитием водяного охлаждения. Трансформаторное масло служит для охлаждения обмотки, сердечника и конструктивных элементов статора, а дистиллят — для охлаждения обмотки возбуждения.

Дистиллят в ротор подается через осевой канал вала со стороны возбудителя. Циркуляция охлаждающих жидкостей осуществляется насосами. Предусмотрено устройство, сигнализирующее о разложении масла, свидетельствующем о наличии повреждения статора, а также устройства измерения давления масла, отклонений его уровней в баках от предельных; снижения удельного электрического сопротивления дистиллята и др.

Охлаждающие жидкости и воздух, циркулирующий в воздушном зазоре, отдают теплоту в охладителях.

ГЛАВА 3

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

3.1. ТЕМПЕРАТУРНЫЕ УСЛОВИЯ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Эксплуатация трансформаторов связана с необходимостью определения их нагрузочной способности, зависящей от температурного режима, который, с одной стороны, обусловлен нагревом трансформатора, а с другой — условиями его охлаждения.

Отвод теплоты трансформатора обеспечивается системами охлаждения. Применяют несколько типов систем охлаждения, различающихся по сложности. Охлаждающие устройства сложнее у более мощных трансформаторов. Это объясняется тем, что потери мощности ΔP в трансформаторах и поверхность охлаждения F по-разному зависят от их мощности S:

$$\Delta P = c_1 S_т^{3/4};$$

$$F = c_2 S_т^{1/2},$$

где c_1, c_2 — постоянные.

Трансформаторы малой и средней мощности охлаждаются в результате естественной циркуляции масла по приваренным к баку трубам или радиаторам, в которые оно поступает из верхней, наиболее нагретой части бака. Опускаясь вниз по омываемым воздухом трубам, масло попадает в нижнюю часть бака охлажденным. Подобная система охлаждения условно обозначается М. Охлаждения масла естественным омыванием труб воздухом у трансформаторов

бо́льшей мощности недостаточно. Для повышения его интенсивности приходится прибегать к обдуванию радиаторов воздухом с помощью вентиляторов. Условное обозначение дутьевого охлаждения — Д. У трансформаторов с еще большей мощностью естественная циркуляция масла для их охлаждения недостаточна. В этом случае ее усиливают масляным насосом: в радиаторах масло охлаждается либо с помощью омывающей их воды (Ц), либо с помощью дутья (ДЦ).

Наиболее нагревающаяся часть трансформатора — обмотка. Теплота от нее передается маслу через конвекцию. Перепад температуры между обмоткой и маслом $\vartheta_{обм}=20\div30\%$ от общего превышения температуры обмотки над температурой окружающего воздуха. Далее теплота передается стенке охлаждающей системы и воздуху или охлаждающей воде. Этот перепад температуры составляет 60—70% от общего перепада.

Распределение температур элементов трансформатора по высоте показано на рис. 3.1. Вследствие конвекции нагретого масла превышение температуры увеличивается с высотой. При расчете температурного режима трансформатора пользуются линейной диаграммой его зависимости от высоты. Прямая *1* соответствует превышению температуры обмотки над температурой масла, а *2* — масла над

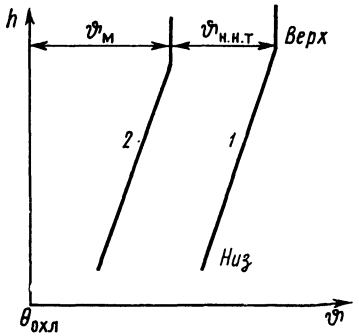


Рис. 3.1. Распределение температур элементов трансформатора по высоте

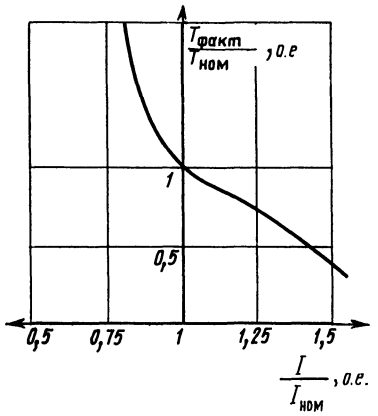


Рис. 3.2. Срок службы изоляции в функции перегрузки обмотки

воздухом. Расстояние между ними по горизонтали соответствует перепаду температуры между обмоткой и маслом (в изоляции и ближайших слоях масла).

Износ витковой изоляции. При повышении температуры в изоляции класса *А* ускоряются химические реакции, ведущие к потере ею механической прочности — *старению* [5].

Средний срок службы изоляции при изменении температуры (от 80 до 140 °С) может быть представлен формулой (рис. 3.2)

$$V=A_1e^{-a\theta},$$

где A и a — постоянные; θ — температура изоляции в наиболее нагретой точке.

Основой расчета температурного режима трансформаторов служит расчет температуры наиболее нагретой точки обмотки.

Срок службы изоляции при номинальной температуре (+98°С)

$$V_{ном}=A_1e^{-a\theta_{ном}}.$$

Относительный срок службы изоляции

$$V_*=V/V_{ном}=e^{-a(\theta-\theta_{ном})}.$$

Величина, обратная относительному сроку службы, есть *относительный износ* изоляции:

$$L=e^{a(\theta-\theta_{ном})}.$$

В расчетах удобнее использовать основание 2. В этом случае относительный износ изоляции

$$L=2^{a(\theta-\theta_{ном})/0{,}693}=2^{(\theta-\theta_{ном})/\Delta},$$

где $\ln e/\ln 2=1/0{,}693$, а $\Delta=0{,}693/a$.

При номинальной температуре относительный износ изоляции равен единице, т. е. номинальный. При износе, равном двум, изоляция изнашивается в два раза быстрее, чем при номинальном. Принимают величину $\Delta=6$°С, так как при изменении температуры на 6°С срок службы изоляции изменяется в два раза.

В общем случае за время Δt_i износ изоляции

$$L_i=(1/T)\int_{t_1}^{\Delta t_2}2^{[\theta_{н.н.т}t-\theta_{н.н.т.б}]/\Delta}dt, \qquad (3.1)$$

где $\theta_{н.н.т}\,t$, $\theta_{н.н.т.б}$ — соответственно текущая и базовая условно постоянные температуры наиболее нагретой точки, при которой износ равен единице.

Если изобразить процесс изменения температуры наиболее нагретой точки во времени и определить среднюю температуру для данного участка графика нагрузки длительностью Δt, то относительный износ витковой изоляции для средней температуры $\theta_{н.н.т}\,i$:

$$L_i=(\Delta t/T)\,2^{[\theta_{н.н.т}i-\theta_{н.н.тб}]/\Delta}. \qquad (3.2)$$

Суммарный износ изоляции равен сумме износов за все время использования трансформатора:

$$L=\sum_{i=1}^{n}L_i. \qquad (3.3)$$

Относительный износ витковой изоляции для суточного двухступенчатого графика нагрузки

$$L=\frac{24-t_2-4\tau}{24}\,2^{(\theta_{н.н.т.1}-\theta_{н.н.тб})/\Delta}+$$

$$+\frac{1}{24}\int_{t_1}^{t_2}2^{(\theta'_{н.н.т}(t)-\theta_{н.н.тб})/\Delta}dt+\frac{1}{24}\int_{t_2}^{t_3}2^{(\theta''_{н.н.т}(t)-\theta_{н.н.тб})/\Delta}dt, \quad (3.4)$$

где $\theta'_{н.н.т}(t)$ и $\theta''_{н.н.т}(t)$ — температуры наиболее нагретой точки обмотки во времени, определяемые по (3.13) и (3.14), на участках различных нагрузок.

Данные о параметрах режима трансформаторов приведены ниже:

Для наиболее нагретой точки обмотки:	
базовая условно постоянная температура . . .	98 °С
максимальное значение температуры для:	
допустимых систематических нагрузок . . .	140 °С
допустимых аварийных перегрузок	160 °С
Максимальное значение температуры верхних слоев масла для:	
допустимых систематических нагрузок	95°С
допустимых аварийных перегрузок	115 °С
Номинальная температура охлаждающего воздуха	20 °С
Максимальная величина перегрузки для	
допустимых систематических нагрузок	1,5
допустимых аварийных перегрузок	2,0
Температурные постоянные времени для трансформаторов с системами охлаждения:	
М и Д	3 ч
ДЦ и Ц	2 ч
обмотки	3—7 мин

Предполагается, что нагрев и охлаждение трансформатора, изменяющиеся по экспоненциальному закону с постоянными времени для трансформатора в целом T и для обмотки $\tau_{обм}$ независимы от температуры охлаждающей среды в интервале $-20° \div +40$ °С.

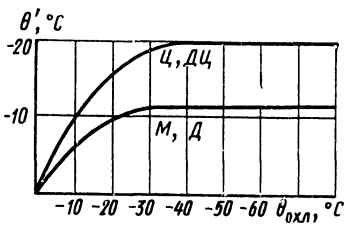


Рис. 3.3. Эквивалентная расчетная температура охлаждающей среды $\theta'_{охл}$

Условия охлаждения трансформаторов существенно зависят от температуры охлаждающего воздуха, которую можно принять средней для интервалов, в пределах которых ее изменение не превышает 12°С. Отрицательные температуры охлаждающего воздуха представляются эквивалентными величинами по кривым, изображенным на рис. 3.3.

Для любого промежутка времени эквивалентная температура охлаждающего воздуха

$$\theta_{охл}=20\lg\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}2^{\theta_{охлi}/\Delta}. \quad (3.5)$$

При отклонении эквивалентной температуры охлаждающей среды от номинальной износ изоляции умножают на коэффициент f, значения которого приведены ниже:

$\theta_{охл}$	40	30	20	10	0	—10	—20
f	10,0	3,20	1,00	0,32	0,10	0,032	0,01

Эквивалентный график нагрузки. Температурный режим трансформатора определяется для эквивалентного стилизованного графика нагрузки, имеющего прямоугольную ступенчатую форму (рис. 3.4). Для преобразования исходного графика нагрузки в прямоугольный на нем проводят линию номинальной нагрузки $S_{ном}$ или номинального тока $I_{ном}$. Затем при нагрузке, большей номинальной, выделяют участок перегрузки, длящейся в течение T (ч). Участки графика нагрузки разделяют на интервалы Δt, в пределах которых нагрузка заменяется средней S_i. График представляется минимальным числом прямоугольных ступеней, в пределах которых эквивалентная нагрузка определяется с помощью выражения

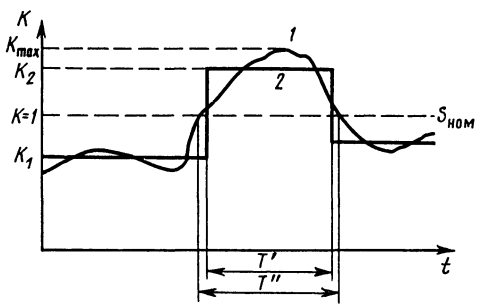


Рис. 3.4. Эквивалентный расчетный график нагрузки:
$K=S/S_{ном}$, где S — текущее значение мощности; 1 — график величины $S/S_{ном}$; 2 — стилизованный график величины $S/S_{ном}$

$$S_i=\sqrt{\frac{S_1^2\Delta t_1+S_2^2\Delta t_2+\ldots+S_m^2\Delta t_m}{\sum_{i=1}^{m}\Delta t_i}}\Bigg/S_{ном}.$$

Затем следует сравнить значение S_2 с S_{max} исходного графика нагрузки. Если $S_2\geqslant 0{,}9\,S_{max}$, то следует принять $S_2=S_{max}$. Если же $S_2<0{,}9S_{max}$, то принимают $S_2=0{,}9S_{max}$, а продолжительность перегрузки T корректируют по выражению

$$T''=(S'_2)^2T'/(0{,}9S_{max})^{0,9}.$$

Систематически допустимые нагрузки. В процессе расчета температур предполагается, что температура наиболее нагретой точки

обмотки определяется как сумма температуры охлаждающей среды $\theta_{охл}$, превышения температуры масла по отношению к ней $\vartheta_м$ и превышения температуры наиболее нагретой точки по отношению к маслу $\vartheta_{н.н.т}$:

$$\theta_{н.н.т}=\theta_{охл}+\vartheta_м+\vartheta_{н.н.т}. \quad (3.6)$$

Нагрев трансформатора определяется потерей мощности в нем, которая при номинальной нагрузке равна

$$P_{хх}+P_к=P_{хх}(1+d),$$

где $d=P_к/P_{хх}=2\div6$ — отношение потерь короткого замыкания (КЗ) к потерям холостого хода.

При нагрузке, отличной от номинальной, потеря мощности

$$P=P_{хх}(1+dK)^2,$$

где $K=S/S_{ном}$ — относительное значение нагрузки.

При возникновении перегрузки трансформатора перегрев наиболее нагретой точки обмотки изменяется по экспоненциальному закону с постоянной времени нагрева обмотки $\tau_{обм}$. Установившееся значение перегрева с учетом особенностей системы охлаждения на участке роста нагрузки

$$\vartheta_{н.н.т}=(\vartheta_{н.н.т.ном}-\vartheta_{м.ном})K_1^{2n}, \quad (3.7)$$

а на участке снижения нагрузки

$$\vartheta'_{н.н.т}=(\vartheta_{н.н.т.ном}-\vartheta_{м.ном})K_2^{2n}, \quad (3.7а)$$

где $n=0{,}8$ — для системы охлаждения М и Д; $n=0{,}9$ — для ДЦ и Ц.

Величина в скобках (3.7) постоянная, определенная для номинальных условий эксплуатации.

Эти данные задаются заводами-изготовителями. Ниже приведены данные для трансформаторов, выпускавшихся ранее:

Системы охлаждения	М и Д, °С	Ц и ДЦ, °С
$\vartheta_{м.ном}$	44	40
$\vartheta_{н.н.т.\ ном}$	23	38

В свою очередь, при росте нагрузки установившееся значение перегрева масла определяется из выражения

$$\vartheta_м=\vartheta_{м.ном}[(1+dK_1^2)/(1+d)]^x, \quad (3.8)$$

при снижении нагрузки

$$\vartheta_м=\vartheta_{м.ном}[(1+dK_2^2)/(1+d)]^x. \quad (3.8а)$$

Здесь $x=0{,}9$ — для систем охлаждения М и Д и $x=1{,}0$ — для ДЦ и Ц.

Значения перегрева устанавливаются в течение времени, равного четырем значениям тепловых постоянных времени ($t=4\tau_{обм}$).

Если перегрузка длится в течение времени $t<4\tau_{обм}$, то перегрев наиболее нагретой точки обмотки не успевает установиться, и в расчетах учитывается временной процесс при росте температуры:

$$\vartheta_{н.н.т}(t)=\vartheta_{н.н.т1}+(\vartheta_{н.н.т2}-\vartheta_{н.н.т1})(1-e^{-t/\tau_{обм}}), \quad (3.9)$$

где $\vartheta_{н.н.т1}$ и $\vartheta_{н.н.т2}$ — установившиеся значения перегрева при нагрузках K_1 и K_2.

Установившиеся значения при снижении температуры:

$$\vartheta_{н.н.т}(t)=\vartheta_{н.н.т2}+(\vartheta_{н.н.т2}-\vartheta_{н.н.т1})e^{-t/\tau_{обм}}. \quad (3.10)$$

Если же длительность перегрузки $t>4\tau_{обм}$, то перегрев $\vartheta_{н.н.т}$ можно считать установившимся мгновенно.

Нарастание перегрева верхних слоев масла во времени $\vartheta_м(t)$ определяется по выражению (рис. 3.5):

$$\vartheta_м(t)=\vartheta_{м1}+(\vartheta_{м2}-\vartheta_{м1})(1-e^{-t/T}), \quad (3.11)$$

где $\vartheta_{м1}$ и $\vartheta_{м2}$ соответствуют нагрузкам K_1 и K_2.

Процесс снижения перегрева, сопровождающий снижение нагрузки,

$$\vartheta_м(t)=\vartheta_{м2}(\vartheta_{м2}-\vartheta_{м1})e^{-t/T}. \quad (3.12)$$

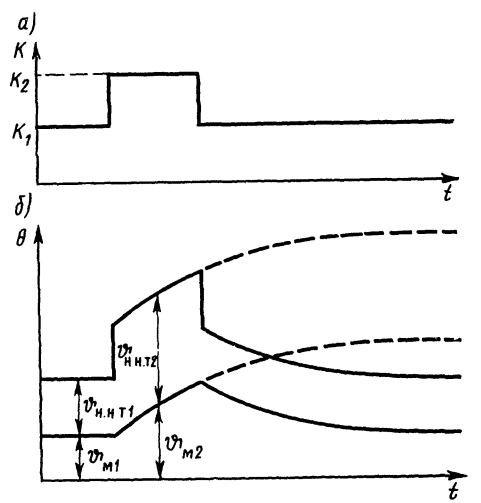


Рис. 3.5. Характер изменения нагрузки (*а*) и превышения температуры масла и наболее нагретой точки трансформатора (*б*)

При известных перегревах обмотки и масла легко определить температуру наиболее нагретой точки обмотки при переходе от нагрузки K_1 к K_2:

$$\theta'_{н.н.т}(t)=\theta_{охл}+\vartheta_{м1}+(\vartheta_{м2}-\vartheta_{м1})(1-e^{-t/T})+(\vartheta_{н.н.т.ном}-\vartheta_{м.ном})K_2^{2n} \quad (3.13)$$

и при переходе от нагрузки K_2 к K_1:

$$\theta''_{н.н.т}(t)=\theta_{охл}+\vartheta_{м2}+(\vartheta_{м\Delta t_2}-\vartheta_{м1})e^{-t/T}+(\vartheta_{н.н.т.ном}-\vartheta_{м.ном})K_1^{2n}. \quad (3.14)$$

Систематически допустимые нагрузки трансформаторов ограничиваются графиком нагрузки, при которой износ изоляции номинален, т. е. $L\leqslant1$, и не превышает ограничений (см. табл. 2.1).

Рассмотрим последовательность расчета допустимых систематических нагрузок.

1. Определяется допустимое значение K_2 для Δt_2, причем известны $\vartheta_{м.ном}$, $\vartheta_{н.н.т.ном}$, d, $\theta_{н.н.т.б}$, τ, Δt_2, $\theta_{охл}$, а исходная нагрузка K_1 обычно меньше номинальной.

2. По типу систем охлаждения принимаются x и n.

3. Для первой ступени графика нагрузки K_1 по (3.5) определяется $\vartheta_{н.н.т1}$, по (3.7) — $\vartheta_{м1}$ и по (3.8) — $\theta_{н.н.т1}$.

4. Рассматривается относительная нагрузка K_2 длительностью Δt_2. По выражению (3.9) определяется превышение температуры масла в установившемся режиме для нагрузки K_2.

5. По (3.11) находится превышение температуры в конце периода Δt_2.

6. По (3.13) и (3.14) определяется временна́я зависимость $\theta'_{н.н.т}$ и $\theta''_{н.н.т}$.

7. По (3.4) вычисляется суммарный износ витковой изоляции, причем нужно выполнить условие $L \leqslant 1$. Если оно нарушается, то необходимо при заданном времени Δt_2 ограничить нагрузку K_2, а при заданной K_2 — время Δt_2.

После этого необходимо проверить, не нарушаются ли ограничения. Для этого выполняются следующие операции:

8. По (3.8) определяется превышение температуры масла в установившемся режиме при нагрузке K_2.

9. По (3.11) находится температура масла в конце Δt_2 и сравнивается с максимально допустимым значением ($\theta_м \leqslant \theta_{м\,max}$).

10. Если это условие выполняется, то по (3.7) определяется превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки в установившемся режиме при K_2, а затем по (3.6) определяется ее температура.

11. Если же условие п. 9 не выполняется, то необходимо уменьшить нагрузку K_2, а затем пересчитать величины начиная с п. 8.

12. Сравнивается температура $\theta_{н.н\,т}$ с максимально допустимой ($\theta_{н.н.т} \leqslant \theta_{н.н.т.max}$). Если это условие выполняется, то расчет закончен. Если же оно нарушено, то уменьшают нагрузку и пересчитывают величины начиная с п. 8.

В результате расчета должны выполняться условия:

$$L \leqslant 1; \quad \theta_м \leqslant \theta_{м max}; \quad \theta_{н.н.т} \leqslant \theta_{н.н.т.max}.$$

Так, для трансформатора с системой охлаждения М при температуре охлаждающего воздуха 20°С и нагрузке $K_1 = 0{,}5$ нагрузка $K_2 = 1{,}32$ допустима в течение 4 ч.

Значения $K_2 \geqslant 1{,}5$ допускаются с разрешения заводов-изготовителей.

Расчет допустимых аварийных перегрузок. Помимо расчета максимально допустимых систематических нагрузок трансформаторов можно определить и допустимые аварийные перегрузки. При этом износ витковой изоляции может превышать номинальное значение ($L > 1$) в случае, когда ограничения не нарушаются.

Рассмотрим последовательность расчета допустимости аварийной перегрузки.

Даны исходные величины, аналогичные исходным величинам для расчета допустимых систематических нагрузок при $\theta_{охл} = 20$°С:

1. Для K_1 (см. рис. 3.4) определяют следующие величины: по (3.7) — $\theta_{н.н.т.м1}$, по (3.11) — $\vartheta_{мК1}$, по (3.13) — $\theta_{н.н.т\,К1}$.

2. Для K_2 определяют: по (3.12) — $\vartheta_{мК2}$, по (3.14) — $\theta_{н.н.т\,К2}$.

3. Проверяют условия $\vartheta_{мК2} \leqslant 135°$ и $\vartheta_{н.н.т\,К2} \leqslant 160$°С. Если условия не выполняются, то данная аварийная перегрузка недопустима,

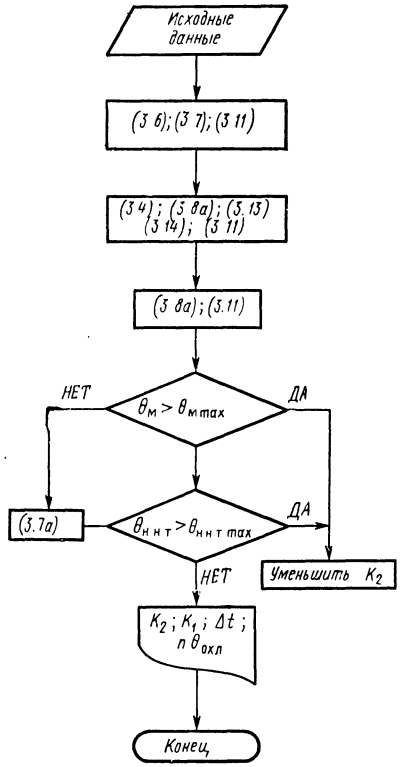


Рис. 3.6. Алгоритм расчета систематической перегрузки трансформатора

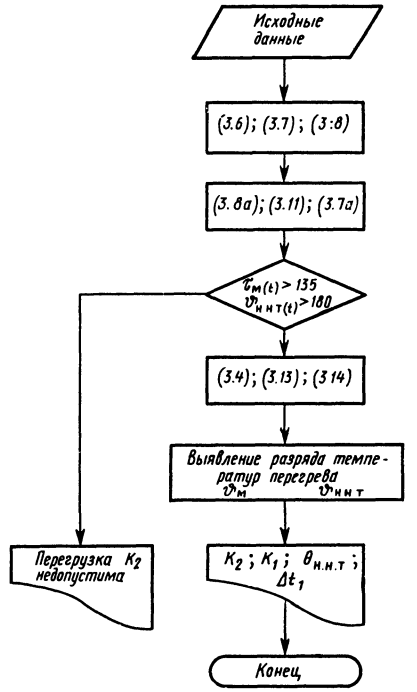


Рис. 3.7. Алгоритм расчета аварийной перегрузки трансформатора

и необходимо уменьшить нагрузку K_2 или Δt_2, после чего расчет повторить начиная с п. 2. Если же условия п. 3 выполняются, то фиксируется диапазон температур (°С), в котором оказываются величины $\theta_м$ и $\theta_{н.н.т}$ (для $\theta_м$ — 135—125; 125—115; 115—105; 105—95; 95—85; 85—75, а для $\theta_{н.н.т}$ — 180—170; 170—160; 160—150; 150—

140; 140—130; 130—120). После этого расчет продолжается для определения степени износа изоляции за время перегрузки.

4. По (3.13) и (3.14) определяют временные функции $\theta'_{н.н.т}$ и $\theta''_{н.н.т}$ на подъеме и спаде температур, а затем по (3.4) находят износ изоляции. Например, для трансформатора с системой охлаждения М при температуре охлаждающего воздуха 20°С и нагрузке $K_1=0{,}5$ в течение 2 ч допускается аварийная перегрузка $K_2=1{,}8$ при износе изоляции за это время $L=19{,}48$.

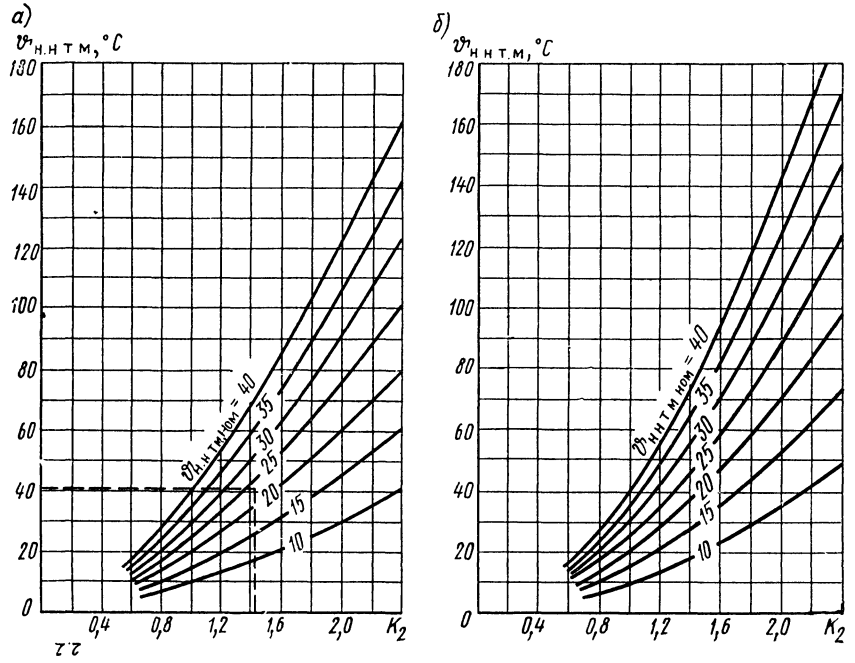


Рис. 3.8. График для определения перегрева наиболее нагретой точки обмотки трансформатора:
а — для систем охлаждения *М* и *Д*; *б* — для систем охлаждения *ДЦ* и *Ц*

Повышенный износ изоляции, возникающий во время аварийной перегрузки, можно скомпенсировать в другое время.

Алгоритмы расчета систематической и аварийной перегрузок трансформаторов приведены на рис. 3.6 и 3.7.

Допустимые аварийные перегрузки можно определить на основании таблиц, в которых приводятся данные расчетов теплового режима.

Графический метод расчета температур. Превышения температуры масла $\vartheta_м$ и наиболее нагретой точки обмотки $\vartheta_{н.н.т}$ можно найти с помощью графиков, приведенных на рис. 3.8.

Исходными данными являются: K_1, K_2, Δt_2, $\theta_{охл}$, $d=P_к/P_{х.х}$, $\vartheta_{м.ном}$, $\vartheta_{н.н.т.ном}$, T.

Превышение температуры масла определяется по трем графикам (рис. 3.9). Для этого из точки K_1 вертикальной шкалы левого графика нужно провести горизонтальную линию до пересечения с линией d. Затем опустить вертикаль до пересечения с линией $\vartheta_{м.ном}$ и снова провести горизонтальную линию до левой шкалы среднего графика. На правом графике от значения K_2 ведут линию до d и

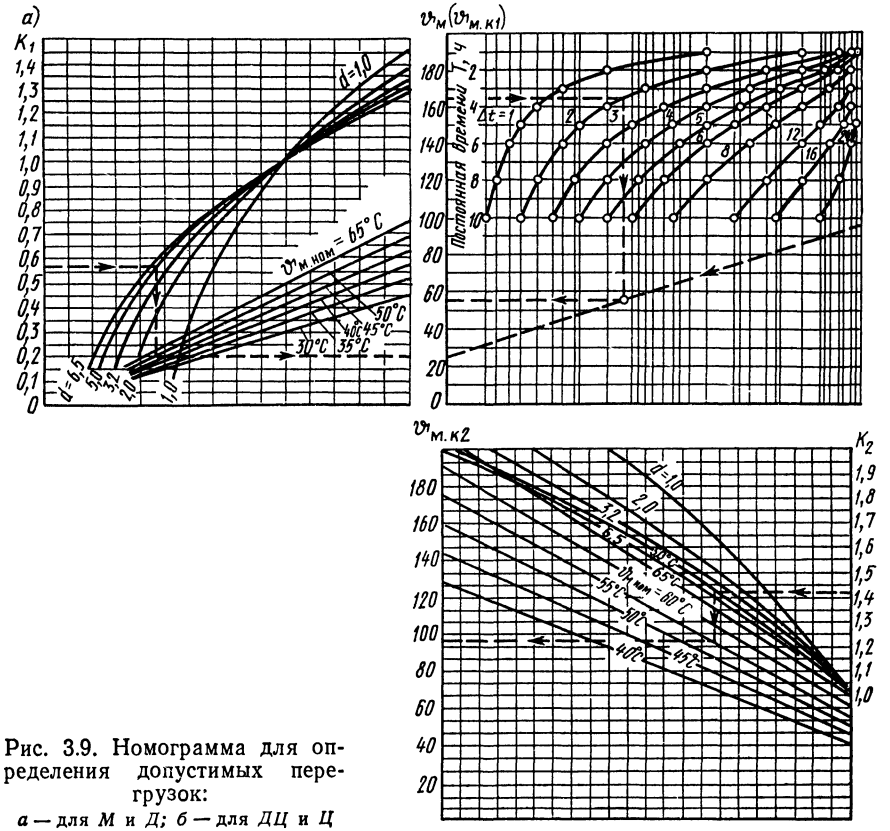


Рис. 3.9. Номограмма для определения допустимых перегрузок:
а — для *М* и *Д*; *б* — для *ДЦ* и *Ц*

затем через $\vartheta_{м.ном}$ — до левой шкалы среднего графика. Полученные таким образом точки правой и левой шкал среднего графика соединяют между собой прямой линией. Из точки T на шкале значений постоянных времени среднего графика провести горизонтальную линию до пересечения с линией продолжительности перегрузки

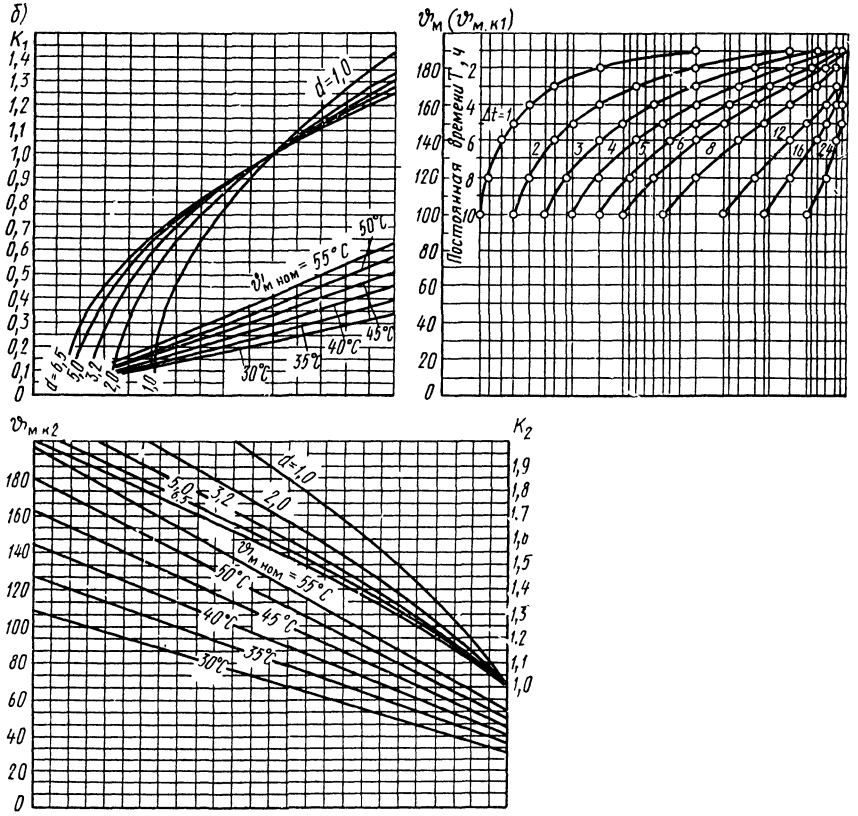


Рис. 3.9. Продолжение

Δt, и из точки их пересечения опускают вертикаль до пересечения с прямой, соединяющей найденные точки на правой и левой шкалах. Проекция точки на левую шкалу указывает $\vartheta_м$.

3.2. КОНТРОЛЬ ЗА ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РЕСУРСА ТРАНСФОРМАТОРОВ

В процессе эксплуатации трансформаторов необходимо знать степень износа изоляции, определяющую отношение фактического износа к нормативному (равен примерно 25 годам). Фактический износ трансформаторов практически неизвестен. Это объясняется тем, что трансформаторы не снабжены удобными в эксплуатации устройствами, контролирующими загрузку. Кроме того, большинство трансформаторов эксплуатируются на объектах, не имеющих постоянного дежурного персонала, поэтому представления об их загрузке недостоверны.

Из-за отсутствия обоснованного представления об износе изоляции персонал стремится завышать мощность трансформаторов. Это приводит к тому, что большинство трансформаторов имеют неоправданно низкую нагрузку, редко превышающую 0,3—0,6 от $S_{ном}$. В результате трансформаторный парк используется плохо, а капиталовложения — неэффективно.

Нагрузочный и температурный режимы мощных трансформаторов в настоящее время контролируется с помощью сигнализации перегрузки. Трансформаторы меньшей мощности оснащаются термометром, помещенным в специальное гнездо бака и контролирующим температуру верхних слоев масла.

Уставки защиты от перегрузки выбираются исходя из самых неблагоприятных условий температурных режимов, и не учитывают предшествующих нагрузок и условий охлаждения, зависящих от наружной температуры.

При контроле температуры верхних слоев масла, хотя и учитывается предшествующая нагрузка и условия охлаждения, однако нет возможности достоверно судить о главном факторе — температуре наиболее нагретой точки обмотки.

В случаях эксплуатации трансформаторов при наличии постоянного дежурного персонала, осуществляется визуальный контроль за их нагрузочным и температурным режимом. Однако большинство трансформаторов эксплуатируются в установках без постоянного надзора. В этих условиях отсутствует и визуальный контроль. Поэтому очень важен аппаратурный контроль температурного режима трансформаторов.

Температуру наиболее нагретой точки обмотки можно определить, применяя модель ее нагрева. Температура наиболее нагретой точки обмотки равна сумме температуры верхних слоев масла $\theta_м$ и перегрева $\vartheta_{н.н.т}$:

$$\theta_{н.н.т} = \theta_м + \vartheta_{н.н.т}.$$

Установившееся значение перегрева $\vartheta_{н.н.т}$ определяется из (3.7), а текущее значение перегрева изменяется по экспоненте по выражениям (3.9) и (3.10) с постоянной времени обмотки $\tau_{обм}$.

Температуру наиболее нагретой точки можно получить суммированием двух напряжений, одно из которых пропорционально температуре верхних слоев масла, а второе — перегреву *. Для получения этих напряжений используются функциональные преобразователи. Напряжение, пропорциональное $\theta_м$, можно получить датчиком, параметры которого зависят от температуры, например терморезистора, опускаемого в гнездо кожуха трансформатора, предназначенное для термометра. Напряжение, пропорциональное $\vartheta_{н.н.т}$, форми-

* *Розенкрон Я. К., Биманис В. В.* Температурно-токовые защиты трансформаторов от аварийных и систематических перегрузок // Электротехника, 1985, № 8, С. 36—38.

руется при помощи функционального преобразователя, на вход которого подается относительная нагрузка. С его помощью воспроизводится выражение (3.7). Выходным напряжением преобразователя заряжается конденсатор $C1$ через резистор $R5$ с постоянной времени заряда $\tau_{обм}$. Суммарное напряжение образует величину, пропорциональную температуре наиболее нагретой точки обмотки.

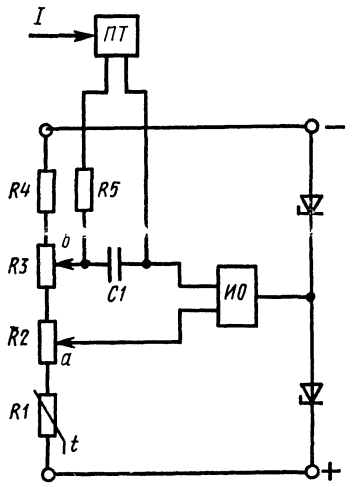


Рис. 3.10. Структурная схема прибора для определения использованного ресурса трансформатора

Изменение нагрузки трансформатора сопровождается экспоненциальным изменением перегрева наиболее нагретой точки обмотки, суммируемым с температурой верхних слоев масла.

Структурная схема для определения использования ресурса трансформатора прибора приведена на рис. 3.10. Здесь $R1$ — терморезистор; $R2$—$R5$ — резисторы; $ПТ$ — преобразователь тока в напряжение; $ИО$ — измерительный орган; $C1$ — конденсатор.

Измерительный орган $ИО$ контролирует напряжение между точками a и b делителя, которое зависит от падения напряжения в терморезисторе $R1$, являющегося функцией температуры, и напряжения, приложенного к конденсатору $C1$, представляющего собой перегрев обмотки. При изменении нагрузки трансформатора напряжение на конденсаторе $C1$ изменяется с постоянной времени $R5C1$, которая равна постоянной времени обмотки трансформатора.

Устройство, позволяющее определить температуру наиболее нагретой точки обмотки, можно использовать для вычисления степени износа изоляции трансформатора.

Из (3.1) следует, что износ

$$L_i = 2^{(\theta_{н.н.т} - 98)/6}.$$

Для этого можно использовать функциональный преобразователь, выдающий число импульсов, пропорциональное износу.

Если каждый импульс фиксируется цифровым счетчиком, то происходит суммирование показателя износа ($L = \int_0^T L_i dt$) за контролируемое время. Это позволяет судить о степени недоиспользования ресурса трансформатора и о целесообразности его замены на менее или более мощный. Такое устройство можно легко выполнить на микропроцессорной основе.

На рис. 3.11 приведены зависимости, характеризующие настройку интегратора, когда номинальному износу изоляции соответствует среднесуточное показание L.

При снятии показаний за месяц ресурс рабочих дней определяется учетом оценки снижения нагрузки выходных дней. При снятии сезонных показаний определяется среднесуточный показатель за сезон, который затем корректируется с учетом снижения нагрузки в выходные дни.

Мощные трансформаторы и автотрансформаторы связи целесообразно оснащать счетчиками использования ресурса. Для трансформаторов меньшей мощности, питающих потребительские участки электрической сети, на сетевых предприятиях целесообразно иметь переносные счетчики для периодического сезонного контроля.

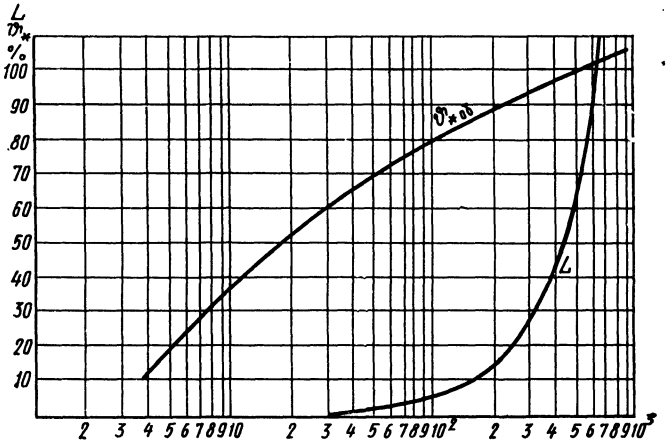


Рис. 3.11. Зависимости $L_{ср}\vartheta_{об}$ от показаний интегратора N

В условиях отсутствия контроля L дутьевые вентиляторы крупных трансформаторов, имеющих системы охлаждения Д и ДЦ, включаются независимо от температуры масла и нагрузки.

Это приводит к нерациональному расходу электроэнергии, который на автотрансформаторах 125—200 МВ·А достигает 150 тыс. кВт·ч/год.

При наличии устройства контроля L управления режимом охлаждения можно осуществлять рационально. Вентиляторы делятся на три группы. Первая, например, может включаться и отключаться при температурах $\theta_м = 70 \div 75$°С, вторая — при $75 \div 80$°С, а третья — при $90 \div 95$°С. Устройство контроля L может выполнять функцию защиты трансформатора от перегрузки, приводящей иногда к необратимым повреждениям изоляции. В этом случае уставку порогового элемента выбирают соответствующей предельно допустимой

температуре $\theta_{н.н.т}$, которая достигается в аварийных режимах. Устройство может действовать на сигнал (при наличии персонала) и разгрузку отключением потребительских линий или трансформатора.

3.3. ДОПУСТИМЫЕ ПЕРЕВОЗБУЖДЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов в магнитопроводах возникает магнитное поле, создаваемое совокупностью намагничивающих сил (н. с.) всех обмоток. Отношение магнитного потока, к номинальному значению характеризует возбуждение. В нормальном режиме магнитная проницаемость магнитопровода, хотя и изменяется существенно, однако на три-четыре порядка выше магнитной проницаемости масла. Поэтому ее изменение практически не приводит к заметной деформации поля вне магнитопровода.

Сущность перевозбуждения. Рост возбуждения, сопровождающийся увеличением индукции B в области насыщения сердечника, вызывает значительно большее относительное изменение напряженности магнитного поля H. В результате в области насыщения магнитопровода магнитная проницаемость железа ($\mu = B/H$) существенно снижается (рис. 3.12). В связи с тем, что магнитное сопротивление обратно пропорционально магнитной проницаемости ($R_{маг} = c/\mu$), оно может стать соизмеримым с магнитным сопротивлением трансформаторного масла, что увеличивает магнитный поток рассеяния. Это может привести к значительному росту добавочных потерь и быстрому (несколько минут) нагреванию до недопустимой температуры стальных деталей конструкции трансформатора. Недопустимый нагрев вызывает повреждение изоляции, прилегающей к нагретым элементам конструкции. Исследования показали, что недопустимый нагрев конструктивных деталей за счет вихревых токов может возникнуть при условии, что индукция превышает 1,8—1,9 Тл.

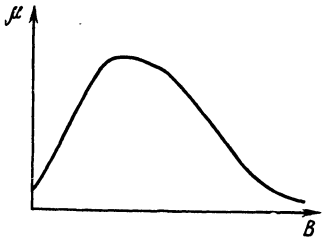


Рис. 3.12. Зависимость магнитной проницаемости от индукции магнитопровода

Магнитный поток, обусловленный нагрузочным режимом, зависит от того, направлен ли поток реактивной мощности от внутренней обмотки в наружную или, наоборот, — от наружной в сторону внутренней. Характер замыкания магнитных потоков для этих случаев показан на рис. 3.13. Если мощность направлена от наружной обмотки к внутренней (рис. 3.13, *б*), то в ярме суммируются однонаправленные магнитные потоки, обусловленные обмотками стержня и других фаз. Максимальная индукция в этом случае наблюдается в ярме. При обратной направленности потока

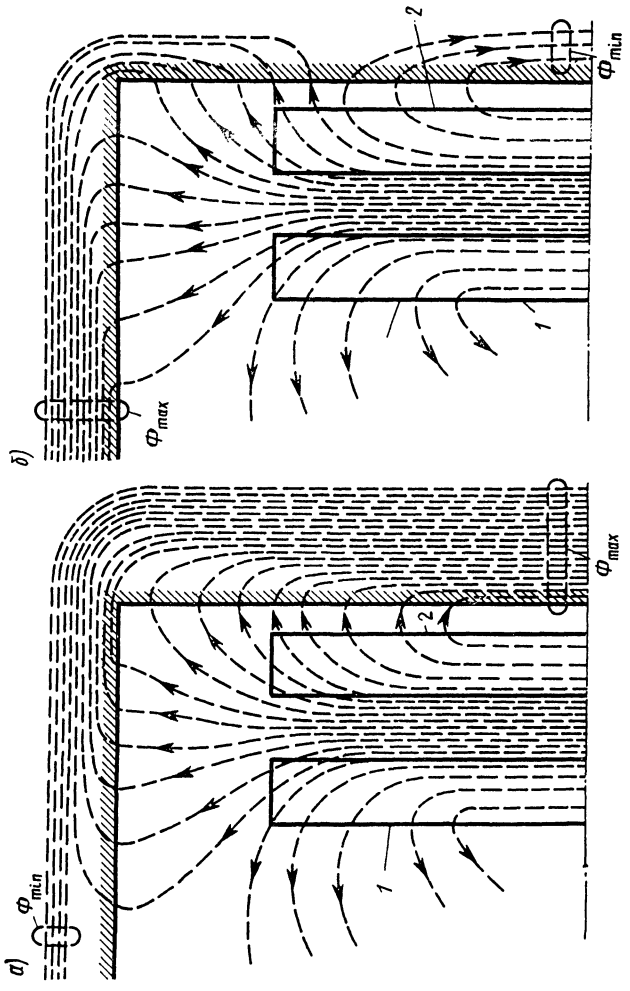


Рис. 3.13. Характер замыкания магнитных потоков при направлении мощности от наружной обмотки к внутренней (*б*) и от внутренней к наружной (*а*)

(рис. 3.13, *а*) магнитные потоки суммируются в стержне, а ярмо магнитопровода разгружено.

Если обмотки выполнены в виде одного концентрического цилиндра, то величина, эквивалентная магнитному потоку, пропорциональна напряжению на выводах обмотки. Потоки рассеяния, создаваемые обмотками, прилегающими к стержню магнитопровода, невелики и ими можно пренебречь. Основные потоки рассеяния создаются обмотками, не прилегающими к стержню. Если обмотка низкого напряжения (НН) (*2*) (см. рис. 3.13) трансформатора расположена у стержня, а обмотка высокого напряжения (ВН) (*1*) наружная, то относительный магнитный поток (ОМП) стержней и ярма в двух- и многообмоточных режимах нагрузки определяется по выражениям, %

$$\Phi_{*ст}=(U_2/U_{2ном})\,100;$$

$$\Phi_{*яр}=(U_1/U_{1ном})\,100,$$

где $U_{1ном}$ и $U_{2ном}$ — номинальные напряжения рабочих ответвлений соответствующих обмоток.

Для понижающего трансформатора (см. рис. 3.13, *б*) режим магнитопровода характеризуется значением превышения номинального напряжения (ПНН), %,

$$ПНН=\frac{U_1}{U_{1ном}}\,100-100,$$

а для повышающего трансформатора (см. рис. 3.13, *а*) — значением перевозбуждения (ПВ)

$$ПВ=\frac{U_2}{U_{2ном}}\,100-100.$$

В эксплуатации целесообразно использовать величины, отнесенные к номинальным напряжениям сети. Если учесть, что номинальное напряжение $U_{ном}$ обмотки трансформатора отличается от номинального напряжения присоединенной к ней сети на δU_1, то:

$$ПНН=\frac{U_1\cdot 100}{U_{1ном}+\delta U_1}-100.$$

Величиной, содержащей сумму в знаменателе, практически пользоваться неудобно. Для упрощения выражения воспользуемся разложением в ряд:

$$\frac{U_1}{U_{1ном}(1+\delta U_1/U_{1ном})}=\frac{U_1}{U_{1ном}}[1-\delta U_1/U_{1ном}+(\delta U_1/U_{1ном})^2-\ldots].$$

Ограничившись первыми членами разложения и учитывая, что $U_1/U_{1ном}$ близко к единице, получим

$$ПНН=[(U_1-\delta U_1)/U_{1ном}]\,100-100\approx V_1-\delta V_1, \qquad (3.15)$$

где $V_1=(U_1/U_{1ном})\,100—100$, $\delta V_1=(\delta U_1/U_{1ном})\,100—100$ и представляют собой отклонения напряжений U_1, ΔU_1 от номинального.

Если понижающий трансформатор имеет РПН на обмотке ВН, то величина δU_1 случайна и при оценке ПНН на нее нельзя ориентироваться. Поэтому желательно отклонение напряжения на выводах обмотки ВН выразить через отклонение напряжения вторичной обмотки. Вторичное напряжение трансформатора:

$$U_2=U_1/k_т-\Delta U_т, \qquad (3.16)$$

где $\Delta U_т$ — потеря напряжения в трансформаторе.

Отклонение напряжения (%) выражается в виде

$$V=\frac{U-U_{ном}}{U_{ном}}\,100.$$

Потеря напряжения в трансформаторах, %

$$\Delta V_т\approx(Q/S_т)\,U_к,$$

где Q — реактивная мощность; $S_т$ — номинальная мощность трансформатора; $U_к$ — напряжение короткого замыкания соответствующей обмотки.

Коэффициент трансформации

$$k_т=U_{1ном}/U_{2ном}=(1+\delta V_1)/(1+\delta V_2).$$

Выразив напряжения через их отклонения V от номинального, имеем

$$U_{1*}=1+V_1,\quad U_{2*}=1+V_2.$$

Подставим эти значения в (3.16) и получим

$$U_{2*}=1+V_2=(1+V_1)[(1+\delta V_2)/(1+\delta V_1)]+\Delta V_т.$$

После преобразования и исключения малых величин

$$V_2=V_1-\Delta V_т+\delta V_2-\delta V_1, \qquad (3.17)$$

а после подстановки (3.16) в (3.15)

$$ПНН=V_2+\Delta V_т-\delta V_2.$$

Аналогично можно выразить и перевозбуждение

$$ПВ=V_2-\delta V_2. \qquad (3.18)$$

Следовательно,

$$ПНН=ПВ+\Delta V_1. \qquad (3.18а)$$

Погрешности выражений (3.16) и (3.17) обеспечивают определение величин с некоторым запасом. Из (3.18) следует, что в режиме холостого хода ПВ=ПНН.

Существуют следующие допустимые значения ПНН:

1. Для повышающих трансформаторов, работающих в блоке с генераторами, а также для трехобмоточных — не более 10% (за исключением трансформаторов, напряжения которых регулируются в нейтрали).

2. Для трансформаторов остальных типов:

— длительно не более 5% (при мощности не выше номинальной);

— эпизодически не более 10%, в течение 6 ч в сутки (при мощности, не превышающей номинальную);

— длительно не более 10% (при загрузке, не превышающей 25% от номинальной).

Благодаря тому, что отклонения напряжения V_2 систематически контролируются как расчетами, так и измерениями, ПВ и ПНН по выражениям (3.16) и (3.17) легко оценить для трансформаторов различных типов.

У распределительных трансформаторов $U_к=5\%$ и $\delta V_2=+5\%$. Показатели перевозбуждения достигают наибольших значений при максимальных напряжениях на выводах вторичной обмотки. Предположив, что $V_2=+5\%$, имеем в режиме максимальных нагрузок, %,

$$\Delta V=(Q/S_т)U_к=0{,}5\cdot 5=2{,}5,$$

а

$$\text{ПНН}'=V_2+\Delta V_т-\delta V_2=5+2{,}5-5=2{,}5.$$

В режиме минимальных нагрузок, %,

$$\text{ПНН}''=5+0-5=0.$$

У понижающих трансформаторов, находящихся в центрах питания (ЦП) распределительной сети, $V_2=10\%$, $\delta V_2=5\div 10\%$, $U_к=10\div 17\%$; $\Delta V_т=5\div 8\%$. В режиме максимальных нагрузок отклонение напряжения на шинах распределительных сетей может достигать $V_2=10\%$.

Ниже приведены данные ПНН для понижающих трансформаторов

Номер	1	2	3	4
V_2, %	10	10	5	7,5
δV_2, %	5	10	5	5
$\Delta V_т$, %	5	5	7	5
ПНН	10	5	7	7,5

Из данных видно, что при $\delta V_т=5\%$ в режиме максимальных нагрузок ПНН $=V_2$.

При нагрузках, меньших максимальной, $\Delta V_т$ уменьшается и ПНН соответственно снижается.

Рассмотренные выше взаимосвязи соответствуют номинальной частоте. Однако повышающие трансформаторы, работающие в блоке с генераторами, в случаях отключения от сети могут работать в режимах с более низкой частотой, при которых возникают опасные насыщения магнитной системы. В этом режиме показатель перевозбуждения

$$\text{ПВ}=\frac{U_н/f}{U_{н.ном}/f_{ном}}\cdot 100.$$

Перевозбуждение автотрансформаторов. У автотрансформаторов распределение магнитного потока осложняется большими полями рассеяния (особенно при малых коэффициентах трансформации). Обычно внешним концентром у них является последовательная часть обмотки ВН, витковое напряжение которой и характеризует магнитный поток ярма.

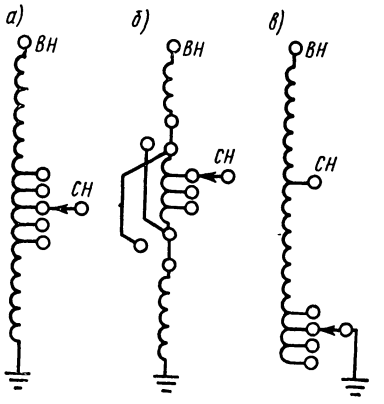


Рис. 3.14. Регулировочные автотрансформаторные обмотки, включенные в рассечку *(а)*; «вилкой с реверсом» *(б)*; в нейтрали *(в)*

Определение показателей возбуждения автотрансформаторов с РПН связано с некоторыми трудностями, объясняющимися тем, что в эксплуатации напряжение внешней последовательной обмотки не измеряется. Номинальное напряжение последовательной обмотки равно разности номинальных напряжений выводов ВН и среднего напряжения (СН) ($\Delta U_{ном}=U_{1ном}-U_{2ном}$), а фактическое напряжение, приложенное к ней,— разности напряжений, подводимых к соответствующим выводам ($\Delta U=U_1-U_2$). В том случае, когда на напряжение, приложенное к последовательной обмотке, не влияет число витков регулировочной обмотки, ПНН можно определить как отношение $(U_1-U_2)/(U_{1ном}-U_{2ном})$. Если автотрансформатор имеет регулировочную обмотку, выполненную в качестве отдельного концентра и включенную последовательно (в рассечку) с автотрансформаторной обмоткой (рис. 3.14, *а*), то этому соответствует случай, когда рабочее ответвление совпадает с ответвлением, имеющим максимальное номинальное напряжение $U_{2ном\,max}$.

Контроль допустимости магнитных потоков в ярмах автотрансформаторов можно производить по приближенным выражениям.

Для автотрансформаторов с регулировочной обмоткой, включенной в рассечку,

$$\text{ПНН}=\frac{U_1-U_2U_{2ном\,max}/U_{2ном}}{U_{1ном}-U_{2ном}}100-100. \qquad (3.19)$$

Целесообразно ПНН выражать через величины, не зависящие от положения регулирующего устройства. С этой целью выразим U_2 через $U_{2ном}$:

$$U_{2ном.раб}=U_{2ном}+\delta U_2, \qquad (3.20)$$

где $U_{2ном}$ — номинальное напряжение сети, присоединенной к выводу СН автотрансформатора; δU_2 — дополнительное напряжение, получаемое за счет регулировочного ответвления и соответствующее данному положению РПН.

Уравнение связи между U_1 и U_2

$$U_1=U_2\frac{U_{1ном}}{U_{2ном}+\delta U_2}+\Delta U_т, \qquad (3.21)$$

где $\Delta U_т=\sqrt{3}I_р X_т$ — потеря напряжения в автотрансформаторе.

Подставляя (3.21) в (3.19), получаем

$$ПНН=\frac{U_1U_{1ном}-U_{2ном max}(U_1-\Delta U)}{U_{1ном}(U_{1ном}-U_{2ном})}100-100,$$

после группировки членов

$$ПНН=\frac{U_1(U_{1ном}-U_{2ном.max})+U_{2ном.max}\Delta U}{U_{1ном}(U_{1ном}-U_{2ном})}100-100.$$

Обозначим постоянные

$$a_1=\frac{U_{1ном}-U_{2ном.max}}{U_{1ном}(U_{1ном}-U_{2ном})};\quad b=\frac{U_{2ном max}}{U_{1ном}(U_{1ном}-U_{2ном})}$$

и получим окончательно:

$$ПНН=(a_1U_1+b_1\Delta U_т)100-100=aU_1+bI_р.$$

Для автотрансформаторов, у которых регулировочная обмотка включена по схеме «вилка с реверсом» (рис. 3.14, *б*), ПНН определяется по следующему выражению:

$$ПНН=\frac{U_1-U_2U_{2ном}/U_{2ном.раб}}{U_{1ном}-U_{2ном}}100-100.$$

Применив аналогичные преобразования и обозначив постоянные

$$a_2=1/U_{1ном},\ b_2=U_{2ном}/[U_{1ном}(U_{1ном}-U_{2ном})],$$

получим (см. рис. 3.30)

$$ПНН=(a_2U_1+b_2\Delta U_т)100-100.$$

Автотрансформаторы связи, у которых номинальное напряжение обмоток СН превышает 110 кВ, регулируются в нейтрали общей части обмотки (рис. 3.14, *в*). В этом случае взаимосвязь между напряжениями определяется:

$$U_1=U_2\frac{U_{1ном}+\delta U}{U_{2ном}+\delta U}+\Delta U,$$

где $U_{1ном}$, $U_{2ном}$ — номинальные напряжения сетей, присоединенных к соответствующим обмоткам.

Для этих автотрансформаторов

$$ПНН=\frac{U_1-U_2}{U_{1ном}-U_{2ном}}100-100.$$

По разным причинам при эксплуатации может повыситься напряжение в сети, при котором ПНН в течение некоторого времени превышает допустимый уровень. Учитывая, что нагрев конструктивных деталей происходит с определенной постоянной времени, любой трансформатор может некоторое время без ущерба работать с определенными ПНН, превышающим допустимый уровень. На рис. 3.15 приведена общая рекомендация допустимых длительностей повышенных индукций магнитопровода B, Тл.

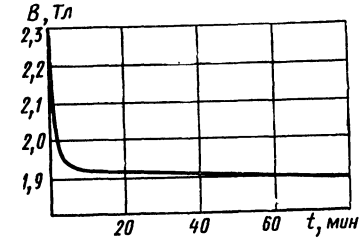


Рис. 3.15. Общая рекомендация допустимых длительностей повышенных индукций

3.4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТРОЙСТВ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ ОТВЕТВЛЕНИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОД НАГРУЗКОЙ

Трансформаторы центров питания распределительных сетей и трансформаторы (автотрансформаторы) связи имеют устройство переключения ответвлений под нагрузкой.

Из гл. 4 следует, что приемлемые для потребителей отклонения напряжения в распределительных сетях можно обеспечить регулированием коэффициентов трансформации под нагрузкой (РПН).

На трансформаторах связи РПН позволяет поддерживать напряжение в питающих электрических сетях в пределах регулирующих диапазонов трансформаторов ЦП, а также, обеспечивая определенную независимость уровней напряжения в питающих и распределительных сетях, проводить оптимизацию режима напряжения в ЭЭС. Для получения необходимого эффекта устройства РПН должны использоваться достаточно интенсивно. К сожалению, нормальному использованию РПН часто препятствует сложившееся представление о том, что они недостаточно надежны.

Опыт интенсивного использования РПН трансформаторов и автотрансформаторов, обеспеченный умелой эксплуатацией, показал, что их надежность при этом не только не снижается, но даже повышается.

Элементы РПН. Регулировочную обмотку можно включить в нейтраль трансформатора. В этом случае напряжение секций относительно земли невелико и механизм РПН выполняется на небольшое напряжение (обычно 35 кВ), следовательно, он дешевле и проще. Регулировочную обмотку можно включать последовательно с основной обмоткой не изменяя полярность, однако с помощью специальных контактов можно изменять ее полярность. Переключатель при этом снабжен элементом, называемым «вилкой с реверсом». Число секций обмотки в этом случае уменьшается вдвое. Используется также регулировочная обмотка с «грубой ступенью». В этом случае сначала вводятся обычные секции регулировочной обмотки. После установления равенства введенного напряжения этих секций напряжению грубой ступени, она вводится или

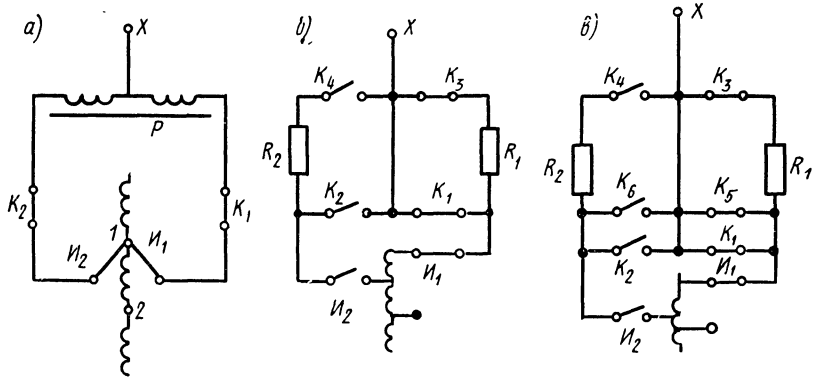


Рис. 3.16. Схемы РПН: РНТ-9 (*а*): РС-3 (*б*): ЗРНО-А (*в*)

выводится из регулировочной обмотки. В дальнейшем эти секции вводятся начиная вновь с первой. Подобная схема регулировочной обмотки позволяет уменьшить число секций.

Изменение числа витков в нейтрали общей части обмотки автотрансформаторов связи приводит к одинаковому изменению числа витков автотрансформаторных обмоток. Коэффициент трансформации в этом случае изменяется за счет различного удельного веса регулировочных витков по отношению к обмоткам. Вследствие этого, эффективность регулирования ухудшается. Поэтому для напряжения 110 кВ разработан механизм РПН, использующийся на выводах обмотки (см. рис. 3.14, *а*). Если регулировочную обмотку включить в основную обмотку с помощью избирателя с переменной полярностью, то число ее секций уменьшается вдвое.

Наибольшее распространение в настоящее время получили три типа РПН, а именно: РНТ-9, РС-3 и ЗРНО-А, схемы которых приведены на рис. 3.16. Все упомянутые РПН состоят из двух основных частей: избирателя ответвлений и контакторов.

Механизм избирателя располагается в основном баке трансформатора. Контактные ламели, к которым присоединяются секции регулировочной обмотки, размещены по окружности неподвижного устройства. Два подвижных контакта, поворачиваясь с помощью осей, расположенных в центре окружности, приводятся в соприкосновение с необходимыми ламелями. В исходном положении и в конце операции подвижные контакты соединяются с одной и той же контактной ламелью. В процессе же переключения они могут соприкасаться со смежными ламелями. Избиратель, находясь в основном баке трансформатора, не должен разрывать дугу. Поэтому он лишь подготавливает предварительно обесточенную цепь. Обесточение цепи производится контакторами.

Контакторы РПН являются коммутационными аппаратами, разрывающими ток в цепи раньше ее присоединения избирателем к следующей секции регулировочной обмотки и гасящие дугу, что сопровождается разложением масла. Масло в основном баке трансформатора совмещает функции изоляции и охлаждающей среды, поэтому в нем не могут находиться контакторы. Они располагаются во вспомогательном баке, не сообщающимся с основным. Масло в этом баке является в основном дугогасящей средой.

В связи с тем, что работа трансформатора в процессе переключения ответвлений не должна прерываться, используются две цепи, включенные обычно параллельно. Переключение цепей производится поочередно: при отключении одной цепи ток нагрузки протекает по второй замкнутой цепи.

Типы РПН. Устройство РНТ-9 (рис. 3.16, *а*), применяющееся на трансформаторах старых выпусков, имеет индуктивное токоограничивающее сопротивление. Вывод фазы обмотки трансформатора со стороны нейтрали *X* присоединен к середине токоограничивающего реактора (*P*), имеющего железный сердечник и расположенного в общем баке с трансформатором. В исходном положении ток нагрузки протекает в половинах реактора во встречных направлениях и благодаря взаимоиндукции индуктивное сопротивление реактора незначительно. Затем контактором K_1 отключается одна цепь, которая с помощью избирателя *И* переводится на соседнее ответвление регулировочной обмотки (*2*), после чего контактор K_1 замыкается. В этом положении через реактор протекает уравнительный ток, обусловленный напряжением секции обмотки и ограниченный его индуктивностью, оказывающийся значительной, так как уравнительные составляющие тока в половинах реактора направлены одинаково. Напряжение на выводах обмотки изменяется на величину, равную половине напряжения секции. Благодаря тому, что токоограничивающий реактор рассчитан на длительное протекание уравнительного тока, привод переключателя может быть медленно действующим.

Последующими операциями на параллельную работу с первой цепью переводится вторая цепь, после чего напряжение вывода изменяется на величину напряжения секции регулировочной обмотки.

Последовательность действия устройства РНТ-9 приведена в табл. 3.1.

В современных переключателях в качестве токоограничивающих используются резисторы, которые дешевле и компактнее. Однако они не рассчитаны на длительное протекание уравнительного тока, поэтому для переключения используется быстродействующий пружинный привод. Пружины предварительно взводятся двигателем,

Таблица 3.1. **Последовательность действия устройства РНТ-9**

Номер	Операция
1	Отключение контактора K_1
2	Перевод избирателя $И_1$ в положение *2*
3	Замыкание K_1
4	Размыкание K_2
5	Перевод $И_2$ в положение *2*
6	Включение K_2

Таблица 3.2. **Последовательность действия РПН: РС-3 и ЗРНОА**

Номер	Операция
1	Замыкание $И_2$
2	Размыкание K_1 (и K_5 у ЗРНОА)
3	Замыкание K_4
4	Размыкание K_3
5	Замыкание K_2 (и K_6 у ЗРНОА)
6	Размыкание $И_1$

а при переключении контакты быстро переключаются в определенной последовательности, благодаря этому резисторы не перегреваются.

Большое число переключений приводит к износу контактов, поэтому размыкание дуги должно производиться термо- и эрозионностойкими контактами. Этими свойствами обладают контакты из металлокерамики, представляющей собой пропитанную расплавленным электропроводным материалом пористую пластину из термостойкого материала (например, вольфрама). Однако подобный материал не обладает достаточно малым переходным сопротивлением в замкнутом состоянии. Поэтому контакты имеют комбинированную конструкцию. При замыкании первыми приходят в соприкосновение металлокерамические поверхности. Затем контакты «дожимаются», в результате чего приходят в соприкосновение медные поверхности. При размыкании первыми размыкаются медные контакты, но сохраняются замкнутыми металлокерамические, размыкающиеся лишь после этого. В результате обеспечивается хороший контакт в замкнутом состоянии и высокая износостойкость в процессе отключения дуги. Медные контакты считаются основными, а металлокерамические, действующие лишь кратковременно в процессе переключения, — вспомогательными.

Конструкции контактов различны. В РНТ-9 они имеют выпуклую поверхность и в процессе замыкания перекатываются с медной части поверхности на металлокерамическую. В устройствах

РС-3 и ЗРНО-А основные и вспомогательные контакты выполнены отдельно. Принцип действия схемы этих переключателей одинаков (табл. 3.2). В переключателе РС-3 (рис. 3.16, *б*) контакты K_1 и K_2 комбинированные, содержащие и медную, и металлокерамическую поверхности, вспомогательные же контакты K_2 и K_4 — металлокерамические. В схеме ЗРНО-А (рис. 3.16, *в*) вспомогательными являются контакты K_3, K_4, K_5 и K_6. Следовательно, контактор ЗРНО-А состоит из трех групп контактов: главного (K_1 и K_2), пропускающего ток в рабочем режиме, вспомогательных (K_5, K_6), включенных параллельно главному, а во время переключения разрывающих первую дугу, и дугогасительных K_3, K_4, которые в рабочем режиме практически не пропускают ток, так как последовательно с ними включены резисторы. Последние работают при переключении, обеспечивая замкнутое состояние цепи в режиме шунтирования секции обмотки и разрыв основной дуги.

При эксплуатации контакты нельзя подпиливать, так как это эквивалентно дополнительному износу. При необходимости износившиеся металлокерамические пластинки контактов заменяют на новые.

В процессе гашения дуги масло в баке контакторов разлагается на газы и углерод, выпадающий в виде шлама. В газовом пузыре образуется высокое давление и содержится большое количество водорода, в котором дуга эффективно охлаждается и гаснет. Шлам оседает на дно бака контакторов и поэтому опасности для изоляции не создает. Из-за содержания взвешенных частиц углерода цвет масла становится темным, однако это не препятствует нормальному дугогашению.

Проникновение взвешенных частиц в масло трансформатора исключено, так как даже при нарушении плотностей сальников вала привода в трансформаторе поддерживается более высокое гидростатическое давление масла (оно может просачиваться только из бака трансформатора в бак контакторов).

О пригодности к эксплуатации масла контакторов можно судить по его пробивному напряжению, которое не должно быть ниже 25 кВ/см. Пробивное напряжение масла определяется содержанием влаги. В начальный период использования РПН масло подсушивается дугой и его пробивное напряжение растет. Спустя значительное время при высокой концентрации углерода пробивное напряжение начинает снижаться из-за влаги, обусловленной гигроскопичностью углерода. Масло в баках контакторов заменяют, как правило, в период текущих ремонтов трансформаторов.

Привод используется для переключения РПН или его подготовки к переключению в случае, если привод — пружинный. В качестве примера приведена схема привода РС-3 (рис. 3.17). Двигатель с помощью червячной передачи приводит в движение главный вал. Питание двигателя осуществляется трехфазным переменным током через автомат. Направление вращения определяется положением

контакторов K_1, K_n, между которыми осуществлена взаимная электрическая блокировка. Если замкнута цепь K_1, то цепь K_n разомкнута размыкающим контактом K_1.

Цикличность работы привода обеспечивается многократным путевым выключателем *КР*. После пуска привода замыкаются контакты путевого выключателя и срабатывает вспомогательный контактор $K_{пом}$, размыкающий цепи пуска контакторов K_1 и K_n. Последние удерживаются в сработавшем состоянии до конца цикла переключения через замкнутые контакты *11—12* или *13—14* путевого выключателя. После срабатывания $K_{пом}$ через свой замыкающий контакт самоудерживается до снятия напряжения с двигателя. Процесс переключения заканчивается после размыкания путевым выключателем контактов *11—12* или *13—14*. При этом возвращаются контакторы K_1 и K_n и отключается двигатель. Только после отключения двигателя $K_{пом}$ возвращается в первоначальное положение.

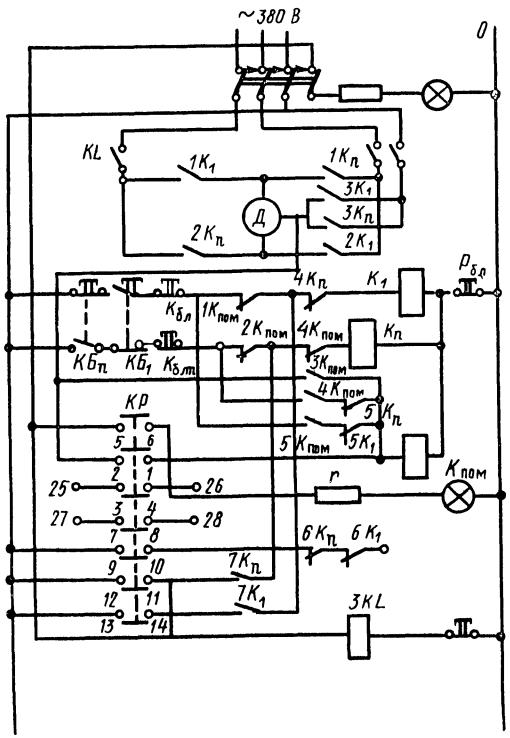


Рис. 3.17. Схема привода переключателя ответвлений РС-3

Вследствие инерции вращающихся масс привод дополнительно поворачивается на небольшой угол, причем контакты *11—12* или *13—14* вновь замыкаются, подготавливая привод для нового переключения. Таким образом, $K_{пом}$ обеспечивает окончание каждой операции переключения отключением двигателя от сети. Контакторы K_1 и K_n гарантируют блокировку привода от дальнейшего переключения при достижении крайней ступени регулировочной обмотки. Контакт $P_{бл}$ отключает питание привода при ручном переключении.

Контакт *9—10* путевого выключателя используется для контроля длительности операции переключения. Для этого в схеме управления применяется реле времени *3KL*. Контакты путевого выключателя *3—4—7—8* используются для синхронизации работы однофазных приводов или приводов параллельно работающих трансформаторов.

Для пуска привода достаточно нажать кнопки $КБ_1$ или $КБ_n$ или эквивалентные им цепи кратковременно. Если эти цепи замкнуть длительно, то привод переключится только на одну ступень. Это обеспечивается цепью самоудерживания $K_{пом}$, проходящей через размыкающие контакты $5K_1$ и $5K_n$. Эти цепи служат своеобразной защитой привода от длительно воздействующего импульса управления, который может быть следствием застревания кнопок и дефектов в цепи автоматического управления.

При автоматическом управлении регулятор, дающий постоянный импульс, необходимо присоединить к цепям управления через размыкающие контакты $K_{пом}$. Эти контакты в начале переключения прерывают импульс, а по окончании — подают. Таким образом, можно обеспечить переключение более чем на одну ступень до достижения напряжением заданного значения. При возникновении неисправностей реле *3KL* отключает автоматы питания привода.

Привод должен быть налажен до ввода трансформатора в эксплуатацию. Для этого рекомендуется демонтаж шкафа с приводом и его всесторонняя ревизия с проверкой на стенде. Проворотом привода вручную определяют усилие, требующееся в различных положениях привода. Неодинаковые усилия свидетельствуют о том, что погнут вал. Надежность действия привода проверяется многократным его переключением и замеченные дефекты устраняются.

Места прохода вала через отверстия в баке трансформатора уплотняются набивкой асбестографитных сальников, быстрый выход которых из строя объясняется неровностями на поверхности вала. В месте прохождения вала через сальник его поверхность рекомендуется отшлифовать, после чего сальники будут вполне надежны и подтеки масла отсутствуют. После установки привода на трансформатор снимают круговую диаграмму РПН и выполняют другие наладочные работы в соответствии с заводской инструкцией.

Привод, прошедший ревизию и наладку, вполне надежен в эксплуатации. При нормально поставленной эксплуатации РПН 20—25 переключений в сутки вполне допустимы и не влияют на надежность эксплуатации трансформаторов и автотрансформаторов.

3.5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Выключатели служат для включения и отключения элементов ЭС, а также и главным образом отключения токов КЗ. Отключающая способность выключателей определяется конструктивными особенностями и условиями эксплуатации. Ресурс выключате-

лей ограничен. Отключение тока КЗ сопровождается дуговыми процессами на контактах и в гасительной камере, приводящими к оплавлениям контактов и возможным повреждениям элементов гасительных камер.

Выключатель и его привод представляют собой сложный механизм, элементы которого должны работать в определенном взаимодействии. Время отключения выключателя не должно превышать определенной величины. Все это достигается в процессе наладки систем выключателя и его привода.

Естественно, что столь тяжелый режим, как отключение тока КЗ вызывает определенную разрегулировку выключателя. Отключение тока КЗ приводит к расходованию определенного ресурса выключателя. После того, как израсходован весь ресурс, выключатель необходимо вывести в ремонт для проведения ревизии его состояния, восстановления отключающей способности и наладки привода.

Ревизия выключателя и его ремонт часто связаны с небходимостью отключения присоединения, что прерывает электроснабжение потребителей или существенно снижает надежность участка электрической сети. Одновременно требуются значительные затраты труда и транспортные издержки.

Рациональная эксплуатация выключателей позволяет более чем вдвое уменьшить издержки на поддержание их работоспособности. Понимание условий работы выключателей связано с правильной оценкой процессов, происходящих в электрической сети при отключении токов КЗ, сопровождающемся переходными процессами со стороны как источника питания, так и отключенного присоединения.

Переходные процессы при неудаленном КЗ. Переходной процесс со стороны источника питания. Отключающая способность выключателя определяется соотношением напряжения на его контактах после ликвидации дуги, возникающей в процессе отключения тока КЗ, и электрической прочности контактного промежутка. После разрыва тока на контактном промежутке выключателя появляется напряжение, равное разности потенциалов питающего источника и ЛЭП [6].

Предположим, что активным сопротивлением короткозамкнутой цепи можно пренебречь и гашение дуги в выключателе происходит в момент прохождения тока через нуль, тогда напряжение питающей стороны равно мгновенному значению остаточного напряжения $U_{ост}$, соответствующего удаленности КЗ ($U_{ост} = I_к \omega L$).

Амплитудное значение остаточного напряжения

$$U_{m_{ост}} = \sqrt{2} I_к \omega L,$$

где $\omega = 2\pi f$ (f — частота напряжения).

Переходный процесс со стороны питания можно рассмотреть на упрощенной схеме замещения (рис. 3.18). Здесь $X_т$ — индуктивные сопротивления генерирующих источников и питающей части системы, а C — емкости элементов, включая шины распределительного устройства. Приближенно описание переходного процесса

$$u = \sqrt{2}[U_ф \cos \omega t - (U_ф - U_{ост}) \cos \alpha\omega e^{-t/\tau}],$$

где $\alpha = 1/(\omega \sqrt{LC}) = \sqrt{S_к/S_с}$, $\tau = 2L/C$; $S_к$ — мощность короткого замыкания ($S_к = U^2_ф/\omega L$); $S_с$ — зарядная мощность ($S_с = \omega C U^2_ф$).

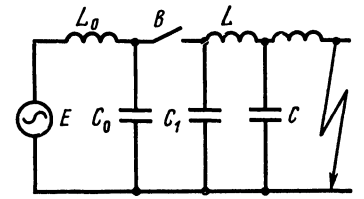


Рис. 3.18. Схема замещения для переходного процесса со стороны питания

Учитывая, что

$$U_{ост} = I_к \omega L_л = \frac{U_ф \omega L_л}{\omega (L + L_л)} = U_ф L_л/(L + L_л),$$

получаем

$$u = \sqrt{2} U_ф \left[\cos \omega t - \frac{L}{L + L_л} \cos \alpha t \cdot e^{-t/\tau}\right].$$

Для расчетной оценки переходного процесса можно использовать следующие данные о емкостях одной фазы:

Генератора	0,1—1,0 мкФ
Трансформаторов . .	1000—5000 пФ
Выключателей:	
баковых	110—300 пФ
маломасляных .	25—100 пФ
воздушных . . .	20—30 пФ
Трансформаторов напряжения	400—650 пФ
Трансформаторов тока	400—500 пФ
Разъединителей . . .	100 пФ
Кабелей	0,25—0,5 мкФ/км
Шин	5—10 пФ/м

Характер переходного процесса со стороны питания изображен на рис. 3.19, из которого следует, что напряжение питающей стороны представляет собой наложение затухающего переходного процесса с частотой $\alpha\omega$ на кривую напряжения промышленной частоты. Амплитудное значение напряжения, получаемое на выводах выключателя, достигается через четверть периода переходного процесса, т. е. через $t_m = \pi/(2\alpha\omega)$. При КЗ на выводах выключателя $U_{ост} = 0$ и амплитуда высокочастотного процесса колебаний при $t_m \ll \tau$ равна $U_ф$. При бесконечно удаленном КЗ $U_ф - U_{ост} = 0$ и высокочастотный процесс не возникает. Следова-

тельно, амплитудное значение напряжения на выводах выключателя со стороны источника питания равно

$$U_m = k'\sqrt{2}U_\phi,$$

где k' — коэффициент амплитуды, значение которого (в зависимости от параметров схемы замещения) может изменяться от 1 до 2 (обычно 1,5—1,7).

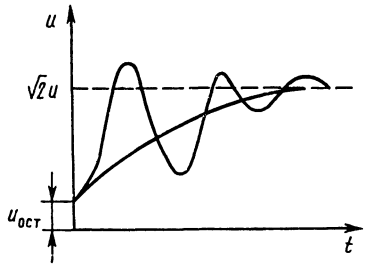


Рис. 3.19. Характер переходного процесса со стороны питания

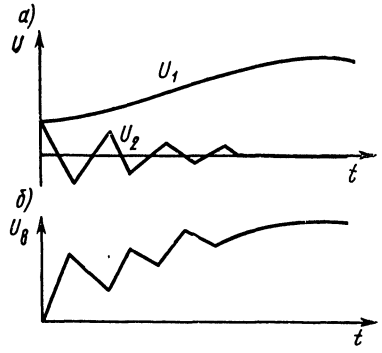


Рис. 3.20. Переходный процесс изменения напряжения:
а — со стороны питания и на линейном выходе (U_1 и U_2 — соответствующие напряжения); *б* — на выключателе ($U_в$ — напряжение выключателя)

Существенной особенностью процесса является то, что величина U_m не зависит от отключаемого тока $i_к$, а начальная скорость роста восстанавливающегося напряжения (частота переходного процесса) невелика.

Переходный процесс со стороны отключаемой воздушной линии (ВЛ). Отключение ВЛ рассмотрим на примере однофазного КЗ в сети с глухозаземленной нейтралью, причем ток КЗ индуктивен, а переходное сопротивление пренебрежимо мало. Процесс происходит на ВЛ, замкнутой накоротко в конце и разомкнутой (после погасания дуги) в начале. Волновой процесс начинается с напряжения на контактах выключателя. Затем волна этой амплитуды отражается от конца с обратным знаком. Время распространения волны вдоль ВЛ можно принять равным скорости света ($3\cdot10^8$ м/с).

Частота волнового процесса определяется четырехкратным прохождением волны вдоль ВЛ:

$$f = 1/4l\sqrt{LC} = c/4l,$$

где l — длина ВЛ до места КЗ; L — индуктивность ВЛ; C — емкость ВЛ; c — скорость света (чем ближе КЗ, тем выше частота волнового процесса, которая может достигнуть 100 кГц).

Время двойного пробега волны вдоль ВЛ от выключателя до места КЗ равно

$$t_0 = 2\sqrt{L/C} = 2l/c.$$

Форма процесса изменения напряжения на выводах выключателя со стороны ВЛ, определяющаяся волновыми процессами, имеет вид треугольных колебаний (рис. 3.20). Напряжение в течение времени $0<t<2l/c$ определяется из выражения

$$U_л = \sqrt{2}I_к Z_л \omega t,$$

где $Z_л$ — волновое сопротивление линии, в среднем равное 450 Ом.

На первом участке линейного нарастания напряжения $u_л$ со стороны источника оно не успевает существенно измениться. Поэтому скорость роста восстанавливающегося напряжения du/dt на интервале времени до прихода обратной волны определяется процессом на линии

$$\frac{du}{dt} \approx \frac{du_л}{dt} = Z_л \frac{di_л}{dt} = \sqrt{2}\omega Z_л I_к = \sqrt{2}\omega U_\phi \frac{S_к}{P_в} 10^{-6},$$

где $P_в = U_\phi^2/Z_л$.

Для $f=50$ Гц и $Z_л=450$ Ом скорость восстанавливающегося напряжения $\partial u/\partial t \approx 0{,}2I_к\cdot10^{-3}$ (кВ·мкс$^{-1}$).

Пренебрегая емкостью и индуктивностью выводов выключателя, пик напряжения

$$U_л = Z_л \frac{di_л}{dt}(T/2).$$

Учитывая, что к моменту возврата волны с обратным знаком напряжение на выводах выключателя со стороны питания не успевает существенно измениться, на контактах выключателя оказывается удвоенное значение остаточного напряжения, в момент разрыва тока: $u(t_л) = 2u_0$.

Волновое сопротивление ВЛ зависит от вида КЗ, последовательности отключения полюсов выключателя, расположения проводов на опоре. Для расчета процесса используются параметры симметричных составляющих. Волновое сопротивление для рассматриваемого случая определяется как комбинация волновых сопротивлений прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Волновые сопротивления прямой (обратной) и нулевой последовательностей определяются для соответствующей частоты из выражений:

$$Z_1 = \sqrt{L_1/C_1}; \quad Z_0 = \sqrt{L_0/C_0}.$$

Высокочастотная составляющая напряжения, обусловленная волновыми процессами в ВЛ, затухает раньше достижения максимального напряжения со стороны питания.

Восстанавливающееся напряжение $U_в$ на контактном промежутке выключателя равно сумме напряжений со стороны питания и на линейных выводах (см. рис. 3.20).

Из вышеизложенного следует, что амплитуда первого максимума напряжения зависит от остаточного напряжения при КЗ, следовательно, от значения тока КЗ, а скорость его нарастания — от амплитуды и частоты волновых процессов в линии, зависящих от удаленности КЗ. Если расстояние до КЗ велико, то к моменту возврата волны с обратным знаком контакты выключателя успевают разойтись и отключение происходит беспрепятственно. В том случае, когда КЗ находится близко, контакты выключателя еще не успевают разойтись и в условиях неполного восстановления электрической прочности контактного промежутка возможно повторное зажигание дуги.

Электрическая прочность контактного промежутка. Отключающая способность выключателя зависит от двух факторов. Первый фактор заключается в том, что отключающая способность связана с напряженностью электрического поля в зоне электрической дуги в момент приближения тока к нулю. Если напряженность, обусловленная восстанавливающимся напряжением, слишком велика, то вместо снижения ток может вновь увеличиться и отключения не произойдет.

Второй фактор заключается в зависимости отключающей способности от сопоставления изменений электрической прочности контактного промежутка и восстанавливающегося напряжения во времени. У масляных выключателей электрическая прочность нарастает быстро (рис. 3.21). При этом дуга в гасительной камере делится на узкие каналы. Деионизация ускоряется благодаря резкому увеличению давления газов в гасительной камере, достигающего десятков и более атмосфер, а водород, являющийся продуктом разложения масла в присутствии дуги, благодаря своей высокой теплопроводности охлаждает газы и способствует рекомбинации ионов (линия *1*).

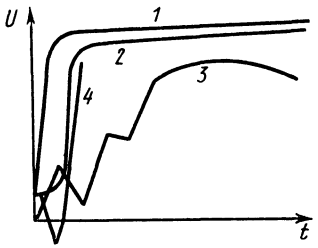


Рис. 3.21. Восстановление электрической прочности контактного промежутка:

1 — для масляных выключателей; *2* — для воздушных выключателей; *3* — восстанавливающееся напряжение; *4* — разность электрической прочности контактного промежутка и восстанавливающегося напряжения

В воздушном выключателе этот процесс протекает иначе (*2*). Кривая, характеризующая восстановление электрической прочности контактного промежутка во времени, состоит из трех отрезков. На первом из них дуга продолжает гореть, так как ее охлаждение воздушным дутьем происходит снаружи, следовательно, более медленно. На втором отрезке по мере расхождения контактов дуга истончается и гаснет, после чего контактный промежуток деионизируется

(третий отрезок). Основная стадия процесса восстановления электрической прочности протекает со скоростью, не превышающей 1—2 кВ/мкс, окончательно деионизация наступит спустя 10—15 мкс после нулевого значения тока.

Процесс отключения тока КЗ можно рассмотреть на диаграмме, изображенной на рис. 3.21, на которой восстанавливающееся напряжение (*3*) вычитается из характеристики электрической прочности контактного промежутка (*2*). Если эта разность (*4*) достигает нуля, то наступает пробой. Загорание дуги в закрытом пространстве гасительной камеры при частично израсходованном сжатом воздухе и, следовательно, недостаточном дутье приводит к ее разрушению.

При конструировании выключателей для достижения большего отключаемого тока КЗ применяются специальные технические меры. Например, в современных воздушных выключателях используется основной силовой контакт K_1, параллельно которому включается специальный резистор R, и последовательно с этой цепью включается вспомогательный контакт K_2 (рис. 3.22). Вначале отключается первый контакт. Сопротивление резистора, оказывающееся включенным в цепь, мало, в результате чего восстанавливающееся на контакте напряжение не превышает допустимого и дуга на нем успешно гаснет в струе сжатого воздуха. После этого благодаря ограничению резистором тока КЗ, а следовательно, и остаточного напряжения $U_{ост}$ скорость восстанавливающегося напряжения ограничивается и происходит окончательное гашение дуги на вспомогательных контактах.

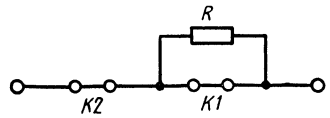


Рис. 3.22. Схема отключения контактов воздушных выключателей

В стандартных дугогасительных камерах применяются две группы комбинаций контактов, включаемых последовательно. Для равномерного распределения напряжения между контактами выключателя параллельно им включается емкостный делитель напряжения.

Километрический эффект. Тяжесть отключения неудаленного КЗ определяется степенью ионизации дугового промежутка, обусловленного током КЗ; амплитудой восстанавливающегося напряжения и скоростью его восстановления (частотой переходного колебательного процесса). В качестве показателя тяжести используются критерии

$$D = I_к U_в (dU/dt),$$

составляющие которого вычисляются для конкретных условий.

Максимальное напряжение (кВ), возникающее на контактах выключателя через несколько микросекунд после погасания дуги,

определяется из выражения

$$U_в = 2\sqrt{2} I_к x l \qquad (3.22)$$

или

$$U_в = 2\sqrt{2} \frac{E}{I_{к1}} (I_{к1} - I_к),$$

где $I_{к1} = E/\omega L_0$.

Ток КЗ в зависимости от расстояния, кА:

$$I_к = E/[\omega(L_0 + Ll)],$$

где L — удельная индуктивность линии, Н·км$^{-1}$; l — расстояние до места КЗ.

Начальная скорость восстанавливающегося напряжения определяется напряжением $U_в$, достигающим первого максимума в момент возврата волны с обратным знаком спустя время $T/2$:

$$\left(\frac{du}{dt}\right)_1 = \frac{U_в}{T/2}, \qquad (3.23)$$

где $T = 4l/c$ — период переходного процесса, с.

Учитывая (3.22) и (3.23), получаем выражение для скорости восстанавливающегося напряжения (кВ·мкс$^{-1}$):

$$du/dt = \sqrt{2} I_к \omega Z \cdot 10^{-6},$$

где Z — волновое сопротивление линии.

Выключатель характеризуется заводскими данными об отключаемом токе $I_{доп}$ при удаленных и неудаленных КЗ (обычно $I_{к\,max} < I_{доп}$). Чтобы ток КЗ в начале линии не превышал значения $I_{доп}$, необходимо, чтобы сопротивление, Ом, системы было не меньше $X_{доп} = E/\sqrt{3} I_{доп}$.

В этом случае ток КЗ, кА, в зависимости от расстояния

$$I_к = E/\sqrt{3}(X_{доп} + xl).$$

Если $X_с < X_{доп}$, то на определенном начальном участке линии выключатель не сможет отключить ток КЗ. Для оценки протяженности этого участка можно воспользоваться показателем тяжести отключения D.

Так как с удалением КЗ $I_к$ и du/dt уменьшаются, а u_l увеличивается, функция D имеет экстремум на расстоянии $l_{кр} = L_0/(2L) = X_{доп}/(2X)$ от начала линии.

Незащищенный участок линии можно вычислить из сопоставления рассчитанного для конкретных условий показателя D по сравнению с $D_{доп}$, который должен быть заданным заводом-изготовителем и определяемым для условия $X_с = X_{доп}$ (рис. 3.23). Для ее нахождения необходимо вычислить истинные значения $D = f(l)$.

Учитывая, что «километрический эффект» вызывает при эксплуатации большие сложности, целесообразно оценить вероятность возможных повреждений выключателей на основе удельной повреждаемости линий данного типа. Если вероятность повреждений существенна, то предпринимаются либо меры к тому, чтобы повреждение в опасной зоне отключалось другим выключателем, ток отключения которого достаточен, с последующим корректированием схемы автоматикой, либо меры к снижению тока КЗ.

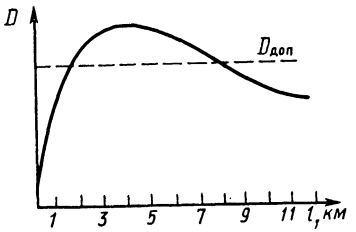


Рис. 3.23. Показатель тяжести отключения в функции удаленности короткого замыкания

Управление восстанавливающимся напряжением при неудаленных КЗ. В процессе развития ЭЭС увеличиваются мощность генерирующих источников и пропускная способность сети, следовательно, уменьшается ее сопротивление. Это сопровождается ростом токов КЗ, а также скорости восстанавливающегося напряжения, что приводит к изменению условий работы выключателей. Те из них, которые уже не удовлетворяют условиям эксплуатации, со временем заменяются на более мощные. Однако в ЭС всегда находятся выключатели, которые при повреждениях в определенных зонах электрической сети не в состоянии отключить токи КЗ. Поэтому приходится ограничивать токи КЗ.

Единственное практически применимое средство сохранения скорости восстанавливающегося напряжения также ограничение токов КЗ, отключаемых выключателем.

Определение частоты ревизий выключателей. Отключение выключателем тока КЗ сопровождается износом дугогасительных контактов, их оплавлением, возможными повреждениями дугогасительной камеры, а в масляных выключателях разложением масла, используемого в качестве дугогасящей среды. Поэтому число отключенных КЗ нужно учитывать для того, чтобы своевременно произвести внутренний осмотр выключателя, а при необходимости и его ремонт.

Степень износа элементов выключателя зависит от особенностей его конструкции, выявленных в процессе эксплуатации, а также от числа отключений и величины отключаемого тока КЗ.

Эксплуатационные исследования позволили установить допустимое число отключений между ревизиями для различных значений токов КЗ. При отключении предельного тока КЗ число отключений невелико. Например, для выключателей ВВН-110-6 и ВМК-110 число отключений предельного тока КЗ (31,5 кА) равно 10, для ММО-110-125 — 8, для ВМГ-133, имеющих контакты из металлокерамики, — 2, а имеющих обычные контакты — 1. Это существенно осложняет эксплуатацию электрических сетей, снижает

надежность их работы и требует больших затрат труда на ревизии и ремонт, тем более, что короткие замыкания, особенно в грозовой период, происходят часто.

Для токов КЗ построены кривые, указывающие зависимость использованного ресурса a в процентах от значения отключаемого тока КЗ. Для удобства на ось ординат наносится еще величина $n=100/a$, указывающая на то, сколько раз можно допустить отключение тока КЗ определенного уровня.

Выключатель выводится из работы для ревизии после исчерпания его ресурса, т. е. после k-го отключения тока КЗ:

$$\sum_{i=1}^{k} a_i = \sum_{i=1}^{k} 1/n_i \geqslant 100\ \%.$$

Типы кривых для различных выключателей приведены на рис. 3.24.

Значения токов КЗ, отключенных выключателями, можно определить на основе: оценки действия релейной защиты; расшифровки осциллограмм; показаний фиксирующих приборов, используемых для определения места КЗ; расчета при известных виде

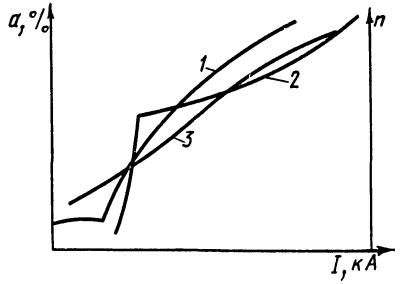


Рис. 3.24. Зависимости использованного ресурса различных выключателей от величины тока КЗ:
1, 2, 3 — кривые для выключателей различных типов

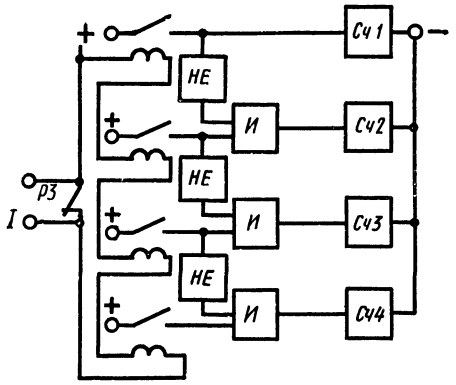


Рис. 3.25. Устройство для фиксации числа отключений и значений отключаемых токов КЗ

и месте КЗ; показаний значения отключаемого выключателем тока КЗ, фиксируемого специальным устройством.

Чтобы использовать данные о ресурсе выключателей, их нужно снабдить приборами фиксации отключаемых токов КЗ. Схема подобного прибора приведена на рис. 3.25. Прибор вводится в

действие выходным контактом релейной защиты *РЗ*, расшунтирующим цепи тока. Выпрямленный ток протекает через катушки, снабженные герконовыми контактами. Катушки имеют определенные токи срабатывания, которые в целом за счет разного числа витков образуют нарастающую шкалу (рис. 3.26). При замыкании контактов (см. рис. 3.25) счетчики импульсов *Сч1—Сч4* фиксируют превышение током уставки. О ресурсе выключателя можно судить по показаниям счетчиков уровней токов.

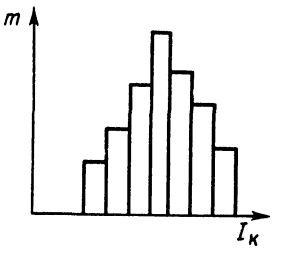


Рис. 3.26. Гистограмма числа отключений при различных токах КЗ

Частоту ревизий можно существенно уменьшить, если известно сколько КЗ отключено отдельными фазами выключателя. Например, если у выключателя, отключающего предельный ток КЗ 10 раз, фаза A отключала КЗ 8 раз, фаза B — 9 раз, а фаза C — 7 раз, то общее число отключений может быть равным 24, а ревизии еще не требуется. Поэтому целесообразно оснащать выключатели еще и устройством, фиксирующим поврежденную фазу. При отсутствии информации об отключенных токах по фазам подвергаются ревизии все три фазы выключателя.

ГЛАВА 4

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

4.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Системы электроснабжения и электроприемники выполняют такими, чтобы наилучшее функционирование достигалось при питании их от однофазной или симметричной трехфазной системы напряжением заданной амплитуды и синусоидальной формы частотой 50 Гц. Однако в реальных электрических сетях по известным причинам возникают отклонения от идеальных параметров, что приводит к ухудшению работы установок потребителей электроэнергии, проявляющемуся в технико-экономическом ущербе.

Невнимание к качеству электроэнергии в процессе эксплуатации ЭС приводит к прогрессирующему расстройству электроснабжения и нарушениям работы электроприемников. Отклонение показателей качества электроэнергии является и результатом воздействия на ЭС электроустановок потребителей. Показатели качества электроэнергии можно разделить на две группы.

К первой группе относятся отклонения частоты и напряжения от номинальных, устраняемые системами электроснабжения.

Ко второй — колебания частоты и напряжения, несимметрия и искажение формы кривых напряжения и тока, проявляющиеся главным образом в зонах, на которые влияют особые, вызывающие эти искажения электроприемники. Степень этого влияния определяется соотношением мощности этих электроприемников и параметров ЭС. Кроме того, имеются электроприемники, чувствительные к различного рода помехам. Условия, в которых возникают эти помехи, не постоянны, так как ЭС в сочетании с установками потребителей непрерывно развиваются: изменяются параметры систем, состав и мощность электроприемников. Поэтому качество электроэнергии является объектом контроля.

Соблюдение качества электроэнергии связано с использованием:

— рациональной системы показателей качества, определяющих ограничения отклонений и электромагнитной совместимости оборудования, подключенного к общей сети;

— средств измерения, позволяющих без больших затрат труда оценивать качество электроэнергии и намечать обоснованные меры по его улучшению;

— технических средств повышения качества электроэнергии;

— методов оптимального управления качеством электроэнергии в ЭС.

Отклонения от идеальных показателей должны ограничиваться. Поэтому существуют нормы на допустимые отклонения, зафиксированные в государственных стандартах на качество электроэнергии. Эти нормы приняты во всех развитых странах, и учитывая опыт и развитие систем электроснабжения и электропотребления, постепенно изменяются применительно к реальным условиям.

В СССР показатели качества электроэнергии в точках сетей, к которым присоединяются приемники, нормируются ГОСТ 13109—87. Необходимо нормировать качество электроэнергии и в узлах ЭС, являющихся границами балансовой принадлежности сетей.

Отклонения показателей качества электроэнергии от идеальных подразделяют на нормально- и максимально допустимые. В течение 95% времени суток (22,8 ч) показатели качества электроэнергии не должны выходить за пределы нормально допустимых значений и в течение всего времени, включая послеаварийные режимы, они должны находиться в пределах максимально допустимых значений (табл. 4.1).

При аварийных ситуациях в ЭС допускается выход показателей качества за установленные пределы, в том числе снижение напряжения до нулевого уровня и отклонение частоты до ±5 Гц с последующим их восстановлением до допустимых для послеаварийных режимов максимальных значенинй.

На входах приемников, являющихся источниками электромаг-

Таблица 4.1. **Допустимые отклонения показателей качества электроэнергии**

Наименование показателя	Допустимое значение показателя	
	нормальное	максимальное
Отклонение частоты, Гц	±0,2	±0,4
	В послеаварийных режимах допускается отклонение частоты ±0,5...—1 Гц, общая продолжительность за год не более 90 ч	
Отклонение напряжения (%) в электрической сети напряжением, кВ:	При определении отклонения напряжения провалы напряжения и импульсы напряжения не учитывают	
до 1	±5	±10
6—20	—	±10
	В переходном режиме допустимы кратковременные выходы отклонения напряжения за установленные пределы	
Размах колебаний напряжения (%) (см. § 4.3):		
на входах осветительных установок с лампами накаливания в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение, и в точках электрических сетей, к которым присоединяют потребителей с такими установками	—	В соответствии с кривой *1* рис. 4.13
на входах осветительных установок с лампами накаливания в остальных помещениях, в том числе в жилых зданиях и в точках электрических сетей, к которым присоединяют потребителей с такими установками	—	В соответствии с кривой *2* рис. 4.13
на входах осветительных установок с люминесцентными лампами и других приемников электрической энергии и в точках электрических сетей, к которым присоединяют потребителей с такими установками и приемниками	—	В соответствии с кривой *3* рис. 4.13
Доза колебаний напряжения (%²) в электрической сети, к которой присоединяют осветительные установки:	Показатель «доза колебаний напряжения» в действующих электрических сетях вводится по мере их оснащения соответствующими приборами, при использовании которых оценку допустимости размаха изменения напряжения на вводах осветительных установок по кривым рис. 4.13 допускается не производить	
с лампами накаливания в помещениях, где требуется значительное зрительное напряжение	—	0,018

Продолжение табл. 4.1

Наименование показателя	Допустимое значение показателя	
	нормальное	максимальное
с лампами накаливания в остальных помещениях	—	0,034
с люминесцентными лампами	—	0,079
Коэффициент несинусоидальности (%) в электрической сети напряжением, кВ (см. § 4.5):		
до 1	5	10
6—20	4	8
35	3	6
110 и выше	2	4
Коэффициент гармонической составляющей напряжения нечетного (четного) порядка (%) в электрической сети напряжением, кВ (см. § 4.6):		
до 1	—	6 (3)
6—20	—	5 (2,5)
35	—	4 (2)
110 и выше	—	2 (1)
Коэффициент обратной последовательности напряжений (%) (см. § 4.4)	2	4
Коэффициент нулевой последовательности напряжений (%) (см. § 4.4)	2	4

нитных помех, значения показателей качества могут выходить за допустимые пределы, если это не приводит к нарушению норм стандарта у других приемников электроэнергии.

4.2. ОТКЛОНЕНИЕ ЧАСТОТЫ

Частота в установившемся режиме является общей для ЕЭС. Изменения частоты обусловлены изменениями суммарной нагрузки и характеристиками регуляторов частоты вращения турбин. В установившемся режиме работы ЭЭС изменения частоты содержат несколько гармонических составляющих. Это объясняется тем, что на периодические изменения суммарной нагрузки с основным периодом, равным 24 ч, накладываются случайные их изменения с периодами, исчисляемыми минутами и секундами. Большие мощности ЭЭС и современные системы регулирования частоты и мощности привели к снижению амплитуд минутных и секундных изменений частоты, выраженных слабо. Они, как правило, не превышают 0,1 Гц и их влиянием на работу электроприемников можно пренебречь. Большие отклонения частоты возникают в результате медленного регулярного изменения нагрузки при недостаточном резерве активной мощности. Изменения частоты, превышающие 0,2 Гц, существенно влияют на технико-экономические результаты работы электроприемников. Поэтому допустимые (с вероятностью 0,95) отклонения частоты равны $\pm 0{,}2$ Гц, а предельно допустимые отклонения — $\pm 1{,}0$ Гц.

Отклонение частоты от номинальной вызывает возникновение электромагнитной и технологической составляющих ущерба.

Электромагнитная составляющая ущерба приводит к увеличению расхода энергии на передачу. Считают, что снижение частоты на 1% сопровождается увеличением расхода энергии на передачу на 2%.

Технологическая составляющая вызывает снижение производительности технологического оборудования, требующего дополнительного времени работы предприятий. В ряде случаев предприятия вынуждены компенсировать этот ущерб применением более производительного оборудования (насосов, вентиляторов), потребляющего при нормальной частоте избыточное количество электроэнергии.

Поддержание нормальной частоты сводится к обеспечению необходимых резервов мощности в ЭЭС.

4.3. ОТКЛОНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Отклонение напряжения, %,

$$V^* = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} 100 \approx \frac{U - U_{ном}}{U} 100,$$

где U — текущее значение напряжения; $U_{ном}$ — номинальное напряжение.

Действующим значением напряжения в электрических сетях однофазного тока считают напряжение основной частоты $U_{(1)}$ (без учета гармонических составляющих), а в сетях трехфазного тока — значение напряжения прямой последовательности основной частоты $U_{1(1)}$.

При коэффициенте несинусоидальности, не превышающем 5%, можно вместо действующего напряжения основной частоты измерять действующее значение напряжения.

Изменение напряжения является следствием изменения нагрузки во времени, вызывающей изменение падения напряжения в элементах сети. Отклонения напряжения также зависят от уровня напряжения в точках питания электрической сети, изменяются они во времени в соответствии с изменением общей нагрузки, т. е. медленно.

В различных точках сети отклонения напряжения различны. Нормальная работа электроприемников обеспечивается при ус-

* V — отклонение напряжения. Подобное обозначение для отклонения напряжения, а также в сочетании с другими символами для обозначения составляющих напряжения, выражаемых в процентах от номинального, принято для упрощения применяемых в книге формул.

ловии, что отклонения напряжения на их входе равны ±5% от номинального (с вероятностью 0,95). Предельно допустимые отклонения напряжения равны ±10%.

Влияние отклонений напряжения на работу электроприемников. Относительное изменение силы света, потребляемой мощности, срока службы ламп накаливания при отклонениях напряжения характеризуется уравнением

$$H_* = U_*^n.$$

Здесь n можно принять следующие (рис. 4.1): для светового потока, лм, (*1*) — 3,61; для световой отдачи, лм/Вт, (*2*) — 2,0; для мощности, Вт, (*3*) — 1,58; для срока службы, ч, (*4*) — (—13,57).

Работа люминесцентных ламп от отклонений напряжения зависит меньше. С учетом пускорегулирующих аппаратов для двух ламп их потребление можно выразить в таком виде:

$$P = 2{,}5P_{ном}(1 + 1{,}5V);$$

$$Q = 2{,}15Q_{ном}(1{,}3V + 1{,}8V^2).$$

Срок их службы изменяется на 4% при отклонении напряжения, равном 1%.

Сравнительно небольшие изменения напряжения мало сказываются на световом потоке лампы. При больших снижениях напряжения лампы или не загораются, или мигают, что резко сокращает срок их службы.

Освещенность рабочих мест существенно влияет на производительность труда. По имеющимся данным снижение освещенности в 1,5—2 раза снижает производительность труда на 1—2%. Кроме того, освещенность оказывает влияние на зрение, которое при пониженной освещенности резко ухудшается. Учитывая, что освещенность зависит от напряжения, к нему предъявляются достаточно жесткие требования.

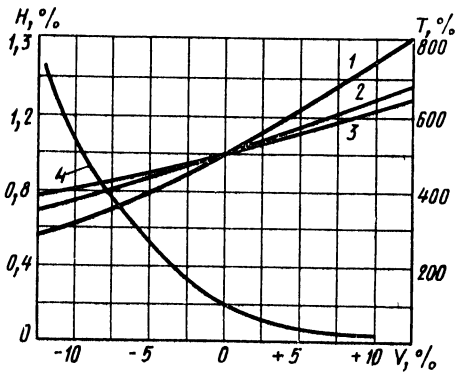


Рис. 4.1. Характеристики ламп накаливания в относительных единицах

Существенно влияет отклонение напряжения на электротермические установки. Снижение напряжения приводит к увеличению длительности цикла технологического процесса, а в ряде случаев (при больших отклонениях и отсутствии регуляторов температуры) процесс вообще не может быть завершен. Сильно влияют снижения напряжения и на электролитические установки. Большие его отклонения в бытовых сетях электроснабжения приводят к массовому использованию стабилизаторов напряжения. На их изготовление расходуется дефицитная трансформаторная сталь. Использование стабилизаторов вызывает потери энергии в стали и потребление значительной реактивной мощности, вызывающей как дополнительные потери энергии на ее передачу, так и потери напряжения в сети.

Отклонение напряжения сказывается и на работе асинхронных двигателей. От напряжения в некоторой степени зависит скорость их вращения, а следовательно, и производительность (рис. 4.2). От напряжения также зависит реактивная мощность, потребляемая двигателями (рис. 4.3).

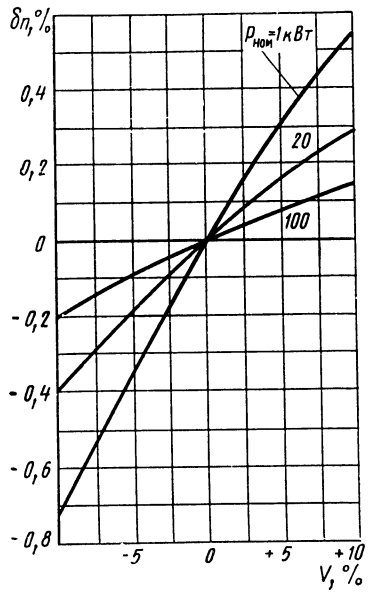


Рис. 4.2. Изменение скорости вращения асинхронных двигателей в зависимости от отклонения напряжения для различных нагрузок

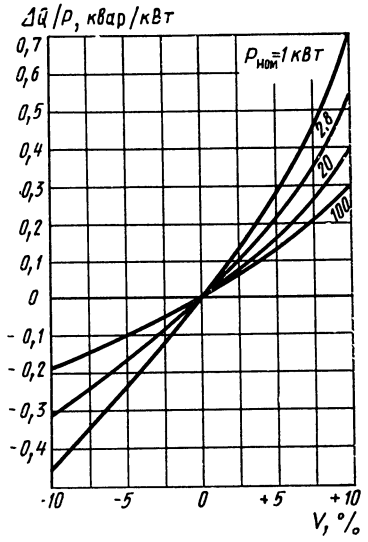


Рис. 4.3. Зависимость реактивной мощности, потребляемой асинхронными двигателями различной мощности, от отклонений напряжения

Настройка режима распределительной сети. Если учесть, что при снижении напряжения на 5% световой поток ламп накаливания уменьшается на 20%, то систематические снижения напряжения в часы максимальных нагрузок сопровождаются заменой ламп накаливания на более мощные. После нормализации положения потребители не сразу возвращаются к прежним лампам,

что на длительное время обусловливает повышенное потребление электроэнергии.

Манипулирование напряжением для снижения потребления, как правило, приводит к расстройству системы электроснабжения и в конечном счете к обратному результату.

Отклонения напряжения на зажимах электроприемников зависят от режима всей распределительной сети, начиная от шин ЦП и кончая распределительными трансформаторами (РТ) и конденсаторными батареями у потребителей электрической энергии.

Чтобы отклонения напряжения у электроприемников находились в допустимых пределах, необходимо:

1) установить ответвления, переключаемые без возбуждения (ПБВ) РТ в правильные положения;

2) выбрать уставки автоматического регулятора напряжения трансформаторов и регуляторов режима конденсаторных батарей, имеющихся в распределительной сети.

Эти операции производятся комплексно с общей целью — обеспечения требуемых отклонений напряжения у электроприемников — и сводятся к настройке режима распределительной сети.

Потери мощности в последовательных элементах электрической сети

$$\Delta P=\sum_{i=1}^{n}\frac{(P_i^2+Q_i^2)R_i}{U_i^2}.$$

Изменения потерь мощности $\Delta\Delta P$, зависящие от изменения напряжения ΔU, равны

$$\Delta\Delta P=\sum_{i=1}^{n}\frac{(P_i^2+Q_i^2)R_i}{(U_i+\Delta U_i)^2}$$

Разложив это выражение в ряд Тейлора и ограничившись первым членом, получаем выражение, %

$$\Delta\Delta P_{\%}=-2\Delta U.$$

Повышение напряжения в сети на 5% снижает потери мощности на 10%. Это выполняется при условии, что повышение напряжения в сети не сопровождается ростом напряжения у электроприемников, что достигается перестановкой ответвлений ПБВ у РТ.

Из (3.17) связь между отклонениями напряжения на выводах первичной и вторичной обмоток РТ

$$V_1=V_2+\Delta V+\delta V_1-\delta V_2,$$

где δV_1 — повышение напряжения, вызванное отклонением номинального напряжения первичной обмотки РТ от номинального напряжения соответствующей сети; δV_2 — то же самое для вторичной обмотки.

Общее повышение напряжения трансформатора ($\delta V_т=\delta V_2-\delta V_1$) за счет различия номинальных напряжений обмоток РТ приведено ниже.

Ответвление РТ	1	2	3	4	5
δV_1, %	5	2,5	0	—2,5	—5
δV_2, %	+5	+5	+5	+5	+5
$\delta V_т$, %	0	2,5	5,0	7,5	10,5

Потеря напряжения в РТ в первом приближении, %

$$\Delta V_т=(Q/S_т)U_к,$$

где Q — поток реактивной мощности через РТ; $S_т$ — номинальная мощность трансформатора; $U_к$ — напряжение КЗ.

У полностью загруженного трансформатора номинальная мощность

$$S_т=\sqrt{Q^2+(Q/\mathrm{tg}\,\varphi)^2}=$$
$$=Q\sqrt{1+(1/\mathrm{tg}\,\varphi)^2},$$

а реактивная мощность

$$Q=S/\sqrt{1+(1/\mathrm{tg}\,\varphi)^2}.$$

Для $\mathrm{tg}\,\varphi=0{,}5$

$$Q=S/\sqrt{5}=0{,}45S.$$

При $U_к=5{,}5\%$

$$\Delta V'_т=0{,}45\cdot5=2{,}23.$$

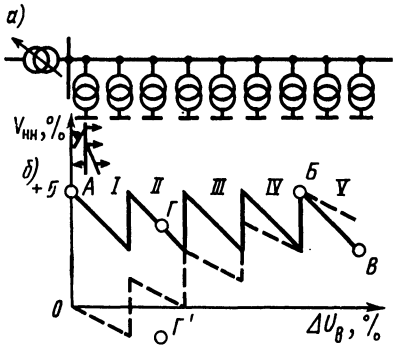


Рис. 4.4. Пример зависимости отклонений напряжения на выводах НН распределительных трансформаторов от потери напряжения в сети ВН

В режиме минимальных нагрузок у незагруженных трансформаторов $\Delta V''_т\approx0\%$.

Для настройки режима распределительной сети необходимо иметь определенное режимное представление о ее структуре (рис. 4.4, *а*). Полная информация о нагрузках и параметрах в сети НН обычно отсутствует. Поэтому в качестве исходной информации используются представления о режиме шин сети НН, питающихся от вторичных обмоток РТ.

Требуемое отклонение напряжения на шинах НН можно определить в случае, если у электроприемников, подключенных в конце сети, оно не ниже допустимых значений (—5):

$$V_{НН}=V+\Delta V,$$

где ΔV — потеря напряжения в сети, включая смещение нейтрали.

Имея в виду, что к шинам сетей НН подключаются электроприемники и потеря напряжения в них достаточно велика, стрем-

ление поддерживать на шинах НН предельно допустимое отклонение напряжения (+5%) вполне оправдано.

Можно ориентироваться на средневзвешенное отклонение напряжения, равное нулю. Если потеря напряжения в сети НН не превышает допустимого располагаемого значения, то

$$V_{НН}=\Delta V/2.$$

На рис. 4.4, *б* приведена эпюра, изображающая зависимость отклонения напряжения $V_{НН}$ на шинах НН от падения напряжения $\Delta V_{ВН}$ в сети ВН. Связь между этими величинами линейна. В связи с тем, что потеря напряжения зависит от нагрузки, рассмотрим эти зависимости в двух крайних случаях: режимах максимальных $\Delta V'_{ВН}$ и минимальных $\Delta V''_{ВН}$ нагрузок.

Учитывая требования к потерям мощности, следует отдавать предпочтение ответвлениям ПБВ, соответствующим более высоким напряжениям в сети ВН. Следовательно, вблизи ЦП на РТ устанавливаются первые ответвления (*I* на рис. 4.4). На шинах НН, ближайших к ЦП (точка *А*), устанавливается отклонение $V_{НН}=+5\%$.

Если в первом приближении предположить, что потери напряжения в РТ одинаковы, то по мере удаления от ЦП отклонения напряжения на шинах НН снижаются. При его уменьшении до +2,5% на очередных РТ вместо первого устанавливается второе ответвление ПБВ (*II*). Это позволяет восстановить отклонение напряжения $V_{НН}$ до +5%. В дальнейшем ситуация повторяется до использования ответвления *III* и т. д.

Из рис. 4.4 следует, что в режиме максимальных нагрузок отклонение напряжения $V_{НН}$ находится в диапазоне между +5 и +2,5% независимо от расстояния до ЦП. Потеря напряжения в сети компенсируется выбором ответвлений ПБВ РТ.

Учитывая, что отклонение напряжения у наиболее удаленных электроприемников должно быть не ниже —5%, располагаемая потеря напряжения сети НН (для худшего случая) равна

$$\Delta V_{НН}=+2{,}5-(-5)=7{,}5\ \%.$$

Предположим, что в режиме минимальных нагрузок потеря напряжения $\Delta V_{ВН}$ вдвое меньше. Построим режим сети так, чтобы отклонение $V_{НН}$ в точке *Б* сохранилось прежним. Проведем зависимость $V''_{НН}=f(\Delta V_{ВН})$ в обе стороны от этой точки. Тогда на участке *Б—В* потеря напряжения составит (вместо 2,5%) 1,25%. Следовательно, наклон линии, изображающей эту зависимость, вдвое меньше. В связи с тем, что выбранные ответвления ПБВ в течение длительного периода неизменны, разрывы линии величиной в 2,5% сохраняются и в режимах минимальных нагрузок. Зависимость $V''_{НН}=f_1(\Delta V''_{ВН})$, учитывающая меньший наклон и сохранение прежних ответвлений, изображена пунктиром.

Определим отклонения напряжения на шинах ЦП, необходимые для нормального электроснабжения потребителей. В режиме максимальных нагрузок

$$V'_{ЦП}=V_{НН}+\Delta V_т+\delta V=5+2{,}5+0=+7{,}5\ \%,$$

в режиме минимальных нагрузок

$$V''_{ЦП}=V_{НН}+\frac{n-1}{a}V_{от}(1-a).$$

Здесь n — число используемых ответвлений ПБВ на РТ сети; $a=\Delta U'_{ВН}/\Delta U''_{ВН}$ — среднее соотношение потерь напряжения в режимах максимальных ВН и минимальных нагрузок; $V_{от}$ — величина ответвления ПБВ у РТ.

Для обычных значений ($V_{от}=2{,}5\%$, $a=2$ и $n=4$) имеем, %:

$$V''_{ЦП}=5+2{,}5\frac{4-1}{3}(1-3)=0.$$

Из вышеизложенного следует, что в режиме максимальных нагрузок напряжение на шинах ЦП должно быть максимальным, а в режиме минимальных нагрузок — минимальным. Такой способ поддержания напряжения в ЦП называется *встречным регулированием напряжения*.

На рис. 4.5 изображен суточный график нагрузки ЦП. Условия встречного регулирования напряжения выполняются в случае, если график напряжения по форме примерно соответствует графику нагрузки (в определенном масштабе). Однако при естественном ходе процесса подобный характер изменения напряжения во времени обеспечить нельзя. Так как в режиме максимальных нагрузок питающей сети потери напряжения большие, а в режиме минимальных нагрузок — небольшие, график изменения напряжения имеет форму, представляющую зеркальное изображение графика нагрузки (линия 2). Следовательно, необходимые напряжения у потребителей без активного вмешательства в режим сети обеспечить невозможно.

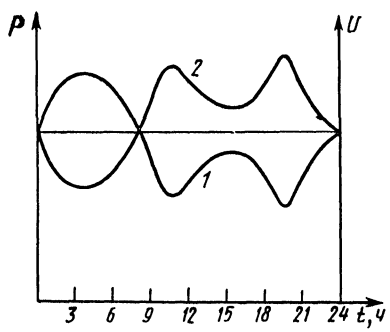


Рис. 4.5. Суточный график нагрузки ЦП (*2*): естественное (*1*) и требуемое (*2*) изменения напряжения на шинах ЦП

Встречное регулирование напряжения производится с помощью автоматического регулятора напряжения трансформатора ЦП, который имеет уставки зон нечувствительности по напряжению и выдержке времени и уставку глубины встречного регулирования, определяющую чувствительность регулятора к нагрузке, а также уставку по уровню напряжения. Устав-

ка встречного регулирования изменяет напряжение в зависимости от нагрузки. Уставка по напряжению смещает процесс изменения напряжения на величину, соответствующую изменению уставки, не влияя на его временную конфигурацию.

Необходимо иметь в виду, что изменения уставок регулятора напряжения ЦП приводят к изменению напряжения одновременно на всех шинах НН распределительной сети.

Из рис. 4.4 следует, что $V_{НН}$ должны находиться в определенной области (например, в диапазоне 0 ... +5%). Отклонения напряжения $V_{НН}$ могут отличаться от изображенных на рисунке. Если имеется информация о режиме сетей НН и известно, что потеря напряжения в них мала, то зону желательных отклонений напряжения $V_{НН}$ можно сместить в область более низких напряжений.

Контроль напряжения в распределительной сети производится для того, чтобы выяснить, требуется или нет вносить коррективы в настройку режима из-за изменения условий электроснабжения.

После настройки режима некоторое время его можно дополнительно не контролировать. Периодичность контроля приближенно определяется сезонными изменениями нагрузок.

Учитывая, что контроль напряжения проводится для проверки необходимости коррекции режима, нужно иметь предварительное представление о том, какой режим является желательным.

К предварительной информации относится представление о модели сети, соответствующей рис. 4.4. Персоналу известно, производится или нет встречное регулирование напряжения на шинах ЦП, а также от каких РТ питаются потребители, имеющие другой график нагрузки, чем большинство потребителей сети, например трехсменное производство.

Использование предварительной информации позволяет судить о том, какие из зафиксированных отклонений напряжения соответствуют максимальным и минимальным нагрузкам сети. Например, из рис. 4.4 следует, что при использовании встречного регулирования напряжения на начальных участках распределительной сети максимальные положительные отклонения напряжения могут соответствовать максимальным нагрузкам, причем диапазон изменения напряжения меньше диапазона встречного регулирования. Если в процессе измерения зафиксирован значительно больший диапазон изменения отклонений напряжения, то взаимосвязь обратная (максимальные напряжения соответствуют минимальным нагрузкам, а минимальные напряжения — максимальным нагрузкам).

Для получения информации нужно на некоторое время установить в сети приборы, производящие и фиксирующие измерения в форме, требующей для расшифровки незначительных затрат труда и по возможности указывающей на нужное мероприятие в случае необходимости улучшения качества напряжения.

Для улучшения качества напряжения разрабатывают мероприятия, касающиеся средств установки и регулирования напряжения.

К средствам установки напряжения относятся: ответвления ПБВ распределительных трансформаторов, нерегулируемые конденсаторные батареи и уставки уровня напряжения автоматических регуляторов напряжения трансформаторов ЦП. Переключение ПБВ и включение в работу нерегулируемых конденсаторных

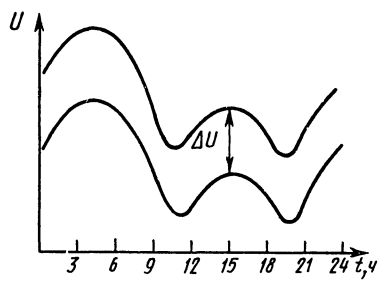


Рис. 4.6. Изменение графика напряжения с помощью его смещения на ΔU

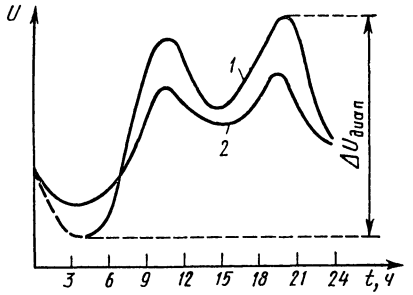


Рис. 4.7. Изменение графика напряжения воздействием на диапазон изменения напряжения:

1 — исходный график напряжения; *2* — устанавливаемые графики напряжения

батарей на стороне НН РТ приводит к смещению напряжения без изменения его характера (рис. 4.6). Изменение уставки регулятора напряжения приводит к смещению напряжения всех РТ, питающихся от ЦП.

К средствам регулирования напряжения относятся уставка встречного регулирования регулятора ЦП, регулируемые конденсаторные батареи, а также другие средства регулирования, изменяющие конфигурацию графика напряжения (рис. 4.7). Эти средства служат для ввода изменения напряжения в желательный диапазон. После использования средств регулирования может потребоваться изменение положений ответвлений ПБВ или применение других средств установки напряжения.

Нецелесообразно использовать указывающие и регистрирующие приборы для получения информации об отклонениях напряжения, так как для обработки информации требуются большие затраты труда.

Измерения можно производить устройствами, осуществляющими передачу информации по каналу на анализирующую ЭВМ. Информацию записывают и на машинные носители информации, с которых затем она считывается и анализируется на ЭВМ. Можно применять специальные компактные приборы типа статистических, производящие измерения, запоминание и предварительную обра-

ботку информации в форме, удобной для последующего использования.

Учитывая, что отклонения напряжения должны находиться в нормируемых пределах с вероятностью 0,95, целесообразно представлять информацию в виде плотности распределения или вероятности выхода за пределы норм. В этом случае определяются:

— диапазон, в пределах которого оказалось отклонение напряжения;

— расположение этого диапазона относительно желаемой области.

Информация, полученная в виде гистограммы (рис. 4.8), удобна для использования. Гистограммы бывают:

узкими несмещенными;

узкими смещенными;

широкими несмещенными;

широкими смещенными.

Если гистограмма узкая несмещенная, то положение с отклонениями напряжения нормальное. При узкой смещенной гисто-

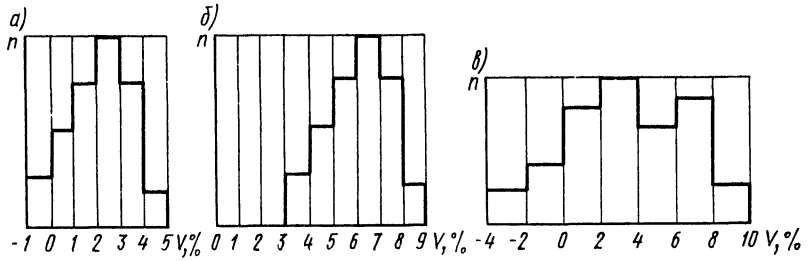


Рис. 4.8. Гистограммы отклонений напряжения:
а — узкая несмещенная; *б* — узкая смещенная; *в* — широкая

граммe необходимо изменить ответвление ПБВ РТ для ее смещения в желаемую область. Учитывая, что смещение фиксировано, а характер процесса не изменяется, после изменения рабочего ответвления не требуется повторного измерения.

Широкие гистограммы свидетельствуют о том, что либо на ЦП нет встречного регулирования напряжения (недостаточен его диапазон), либо необходимо дополнительное местное средство регулирования или реконструкция сети. После изменения положения требуется повторный контроль.

Алгоритм контроля отклонений напряжения в распределительной сети приведен на рис. 4.9. Измерение производилось в сети со встречным регулированием напряжения в ЦП. Диапазон встречного регулирования напряжения можно определить с помощью гистограммы, полученной для шин ЦП, оказавшийся равным 8%. Из 20 измерений в 15 случаях гистограммы оказались узкими несмещенными. На этих РТ положение нормально.

В трех случаях гистограммы оказались узкими, смещенными в сторону высоких напряжений. На этих РТ пришлось изменить ответвления ПБВ. В одном случае гистограмма оказалась широкой, что, как в дальнейшем выяснилось, объясняется наличием трехсменного потребителя на начальном участке сети. Этот потребитель должен применить местное средство регулирования напряжения (линейный регулятор или регулируемую конденсаторную батарею). В противном случае приходится уменьшать диапазон встречного регулирования напряжения, что ухудшает напряжение у всех остальных электроприемников.

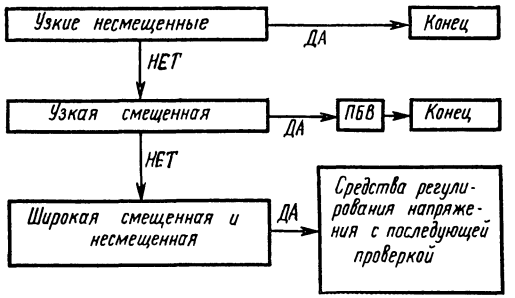


Рис. 4.9. Алгоритм контроля отклонения напряжения

Из вышеизложенного следует, что возможность изменения средств установки напряжения без последующего контроля позволяет ориентироваться на информацию в виде интегральной плотности распределения отклонений напряжения, дающей возможность достаточно точно (для практических целей) судить о положении и мероприятиях, необходимых для его улучшения.

Рассмотренные выше требования предъявляются к напряжению на зажимах электроприемников. Контроль же отклонений напряжения в других узлах электрической сети связан в большинстве случаев с сопоставлением результатов измерения и расчета, требующих выявления временных функций процессов. Исключение составляют шины сетей НН (0,38 кВ), напряжение на которых обычно должно находиться в диапазоне $+5 \div -2\%$. Контроль можно осуществлять для периодов, соответствующих годовым максимальным и минимальным нагрузкам в точках, характеризующих режим и принимаемых на основе знания распределительной сети и опыта эксплуатации.

Современный уровень эксплуатации для каждой распределительной сети предполагает наличие математической модели, реализованной на ЭВМ. С помощью модели можно определить режим отклонений напряжения на шинах и выбрать наилучший диапазон встречного регулирования напряжения*. Измерения отклонений

* *Маркушевич Н. С.* Автоматизированное управление режимами электросетей 6—20 кВ. — М.: Энергия, 1980.

напряжения в электрических сетях в этом случае служат для проверки достоверности модели и позволяют при необходимости вносить в нее коррективы.

4.4. КОЛЕБАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ

Колебания напряжения представляют собой быстрые изменения напряжения, являющиеся результатом действия кратковременных ударных нагрузок и коротких замыканий в сети, питающей установки потребителей. Разность между амплитудным или действующим значениями напряжения до и после его одиночного изменения называют размахом изменения напряжения. Его значение в процентах вычисляют по выражению

$$V_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{\text{ном}}} 100, \qquad (4.1)$$

где U_i, U_{i+1} — соответственно значения следующих друг за другом экстремумов или экстремума и горизонтального участка кривой, огибающей действующие значения напряжения (рис. 4.10).

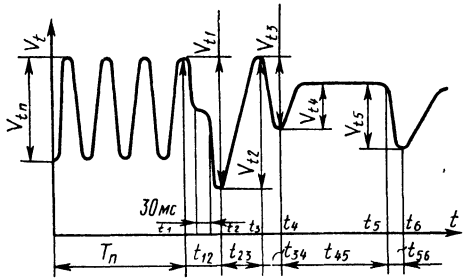


Рис. 4.10. Процесс, характеризующий колебания напряжения

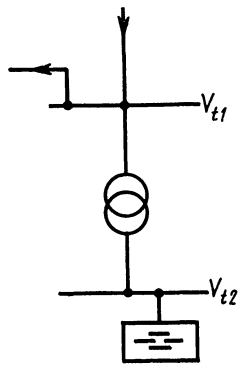


Рис. 4.11. Схема присоединения ударной нагрузки

Изменения могут быть любой формы с частотой повторения от двух раз в минуту (1/60 Гц) до одного в час, имеющие среднюю скорость изменения более 0,1%/с (для ламп накаливания) и 0,2%/с (для остальных электроприемников).

При известных ударных нагрузках размах изменения напряжения

$$V_t = \frac{\Delta PR + \Delta QX}{U^2} 100, \qquad (4.2)$$

где ΔP, ΔQ — соответственно приращения активной и реактивной мощностей технологической установки, создающей ударные нагрузки (по сравнению с предшествующим режимом); R, X — соответственно активное и индуктивное сопротивления питающего участка сети.

Так как первый член выражения (4.2) обычно на порядок меньше второго, размах можно достаточно точно определить по упрощенному выражению:

$$V_t = \frac{\Delta QX}{U^2} 100 = \Delta Q/S_к, \qquad (4.3)$$

где $S_к = U^2/X$ — мощность короткого замыкания.

Установки источника колебаний и другие электроприемники могут питаться от раздельных трансформаторов. Поэтому размах изменений напряжения целесообразно определять не только на выводах трансформатора, к которым подключены установки ударных нагрузок, но и на первичных выводах питающих трансформаторов.

Размах колебаний напряжения в точке присоединения установки (рис. 4.11)

$$V_t \approx \frac{\Delta Q}{S_к}\left(1 + \frac{S_к}{S_т} U_к\right) 100, \qquad (4.4)$$

а на первичных выводах трансформатора

$$V_t = (\Delta Q/S_к)\, 100.$$

Здесь $S_к$ — мощность КЗ на стороне ВН; $U_к$ — относительное значение напряжения КЗ трансформатора.

Потребительские установки, вызывающие колебания напряжения.

К колебаниям напряжения приводят частые пуски короткозамкнутых асинхронных двигателей, когда их пусковая реактивная мощность соизмерима с несколькими процентами мощности КЗ.

Наиболее частая причина колебаний напряжения — неизбежный ударный режим работы двигателей металлургических прокатных станов, тяговых установок железных дорог, дуговых сталеплавильных печей и сварки.

Для печей большой мощности среднее значение колебания тока приблизительно равно номинальному току печного трансформатора, а наибольшее значение вдвое больше. Соответственно средний и максимальный размах колебаний напряжения

$$V_{tср} = S_т/S_к; \quad V_{t\max} = 2S_т/S_к,$$

где $S_т$ — мощность печного трансформатора; $S_к$ — мощность КЗ на выводах печного трансформатора.

Частота колебаний достигает сотен в минуту. Например, в период расплава шихты нестационарность режима дуги приводит к колебаниям, вызывающим мерцания ламп накаливания частотой

около 10 Гц, которая находится в области максимальной чувствительности глаза человека. Если размах ограничить 1%, то выражение для проверки допустимости подключения к сети имеет вид [9]

$$V_t = S_т / S_к \leqslant 0{,}01.$$

При работе n одинаковых печей он приобретает такой вид [9]:

$$\sqrt[4]{n} S_т / S_к \leqslant 0{,}01.$$

Колебания напряжения вызывают дуговая и контактная сварки. В установках автоматической сварки используют выпрямители с полого падающей характеристикой, при которой ток дуги

$$I_д \geqslant 0{,}65 I_{д.к},$$

где $I_{д.к}$ — выпрямленный ток при КЗ.

Ручная сварка производится с применением выпрямителей с характеристиками, падающими круто, для которых

$$I_д \geqslant (0{,}2 - 0{,}3) I_{д.к}.$$

Переходные процессы при сварке сопровождаются замыканием электрода со свариваемым изделием в начале процесса, замыканием дугового промежутка каплями расплавленного металла и др. Переходный процесс длится в течение двух — четырех периодов. Наибольшее значение размаха колебания напряжения

$$V_{t\max} = k S_с U_к / S_т,$$

где k — коэффициент кратности тока КЗ ($k = 1{,}3 \div 1{,}5$ и $3 \div 5$; в среднем $k = 3$); $S_с$, $S_т$ — соответственно номинальные мощности сварочного и питающего трансформаторов.

При одновременной работе n сварочных установок колебания напряжения

$$V_{t\max} = \sqrt{\sum_{i=1}^{n} k_i^2 S_{ci}^2} / S_т .$$

Колебания напряжения, вызываемые использованием контактно-сварочных установок, определяются по их пиковой мощности

$$S = U_{2\max} I_{\max},$$

где $U_{\max}$, $I_{\max}$ — соответственно наибольшие значения вторичного напряжения и тока.

Ориентировочно

$$S \approx 3 S_{ном}.$$

При работе групп машин от различных линейных напряжений определяется (на основе экспериментальных данных) вероятность совпадения максимальных нагрузок n машин из общего их числа m.

Максимальная нагрузка линейного провода

$$S = \sqrt{S_{ab}^2 + S_{bc}^2 + S_{ca} S_{bc}},$$

где S_{ab}, S_{bc}, S_{ca} — максимальные нагрузки групп машин, включенных на соответствующие линейные напряжения.

Размах колебаний напряжения определяется по (4.4).

Допустимые колебания напряжения.

Колебания напряжения, приводящие к мерцанию осветительных ламп, влияют на четкость восприятия предметов, снижая производительность труда и ухудшая общее самочувствие персонала, а в отдельных случаях приводят к повреждению технологических установок. Основные требования, предъявляемые к колебаниям напряжения, обусловливаются соображениями защиты зрения.

Колебания напряжения с частотой, соответствующей области высокой чувствительности, вызывают мерцание, становящееся непереносимым даже при небольшой амплитуде колебаний. Установлено, что наибольшая чувствительность глаза к мерцанию света находится в области частоты, равной 8,7 Гц, что соответствует 1052 размахам изменений напряжения в минуту (F). Минимальные размахи изменений напряжения для различных условий труда и осветительных приборов оказываются разными. Так, для ламп накаливания в условиях, требующих значительного зрительного напряжения, допускаются размахи не более 0,3% для наименее благоприятной частоты колебаний. Для ламп накаливания в быту размах не должен превышать 0,4%, а для люминесцентных ламп и других электроприемников — 0,6%.

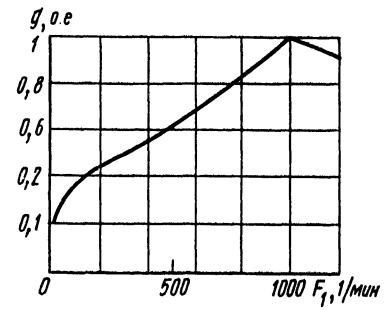


Рис. 4.12. Зависимость чувствительности зрения от колебаний освещенности

Чувствительность зрения при других частотах колебаний меньше. Следовательно, можно допускать большие размахи изменений напряжения. Если чувствительность к колебаниям для частоты, равной 8,7 Гц, принять за 1, то чувствительность к колебаниям при других частотах можно привести к этой частоте с помощью коэффициента g, характер которого показан на рис. 4.12. Допустимые размахи колебаний приведены на рис. 4.13. Здесь область I соответствует работе насосов и бытовых электроприборов; II — кранов, подъемников; III — дуговых печей, ручной контактной сварке; IV — поршневых компрессоров и авто-

матических аппаратов контактной сварки; *1* — допустимые размахи для рабочего освещения лампами накаливания при большом зрительном напряжении; *2* — для бытовых ламп накаливания; *3* — для люминесцентных ламп.

Частота изменений напряжения

$$F = m/T,$$

где m — число изменений напряжения за время T; T — интервал времени измерения.

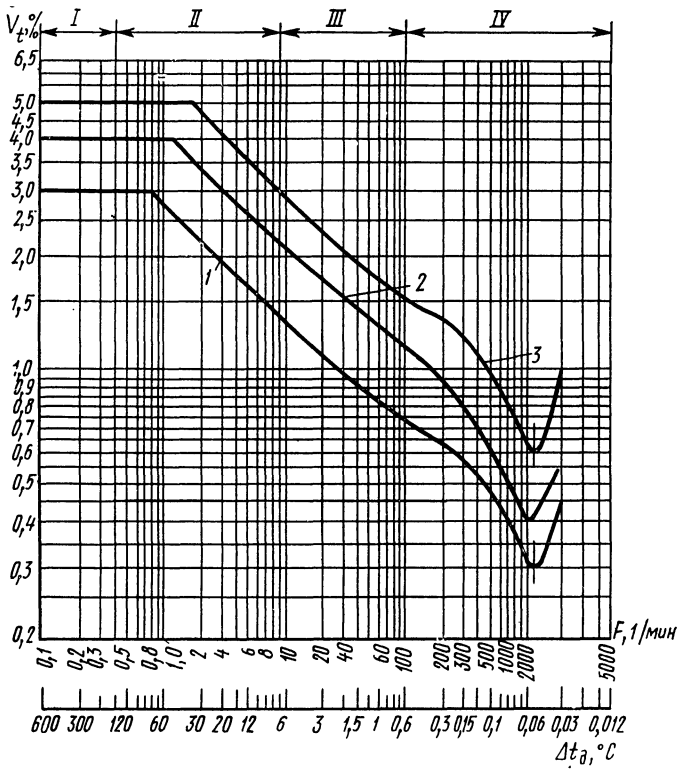


Рис. 4.13. Допустимые размахи колебаний напряжения

Условием допустимости совокупности размахов изменения напряжения, каждый из которых не превышает значений, определяемых в соответствии с рис. 4.13, является $\sum_{i=1}^{n} \Delta t_{д,i} \leqslant T$ ($\Delta t_{д,i}$ — минимальный допустимый интервал времени между размахами амплитудой V_t, определяемый по нижней шкале рис. 4.13; T — общее время наблюдения размахов).

Пример 4.1. За 10 мин в сети зарегистрировано 10 размахов амплитудой 4,0%, 30 размахов амплитудой 1,6% и 90 размахов амплитудой 0,8%. Определить допустимость питания от этой сети ламп накаливания.

Решение. По кривой *2* (см. рис. 4.13) (для бытовых условий) определяем: для $V_{t1}=4{,}0\%$ имеем $\Delta t_{д1}=40$ с: для $V_{t2}=1{,}6\%$ — $\Delta t_{д2}=2{,}3$ с; для $V_{t3}=0{,}8$ — $\Delta t_{д3}=0{,}08$ с. Минимальное время, за которое данное число размахов с указанной амплитудой допустимо:

$$10\cdot 40+30\cdot 2{,}3+90\cdot 0{,}08=476 \text{ с} < 600 \text{ с}.$$

Ответ: Питание от данной точки сети ламп накаливания допустимо.

Влияние мерцания светового потока ламп накаливания на зрение, вызванного колебаниями напряжения, характеризуется интегральным показателем, называющимся «дозой фликера». Этот показатель, выявляющий колебания в диапазоне частот 0,5—25 Гц, для периодических изменений напряжения соответствует выражению (%²)

$$\psi = (1/T)\int_{t-\theta}^{t} g_f^2 V_t dt,$$

где $\theta=10$ мин — время накопления усталости зрительного восприятия; g — весовой коэффициент, отражающий восприимчивость глаза к мерцанию с частотой f и размахом V_t, отнесенный к частоте максимальной чувствительности.

Доза колебаний с частотным спектром непериодических изменений напряжения $S(f, t)$ в момент времени t определяется по выражению

$$\psi = (1/\theta)\int_{t-\theta}^{t} dt \int_{0}^{25} g_f^2 S(f,t)\, df.$$

Доза фликера измеряется в течение 10 мин в единицах (%)² мин/мин.

Приборы, определяющие дозу фликера, содержат фильтр с полосой пропускания, аналогичной кривым, изображенным на рис. 4.12 и 4.13, показывающим влияние различных частот колебаний на зрительное восприятие.

Средства уменьшения колебаний напряжений.

Для снижения ущерба от колебаний напряжения наиболее широко используется раздельное питание ударной нагрузки от трансформатора.

Если колебания напряжения отрицательно влияют на установку (источник колебаний), то в соответствии с (4.2) их можно уменьшить, применив питающий трансформатор меньшего сопротивления (большей мощности).

Быстропеременную и обычную нагрузки можно разделить с помощью сдвоенного реактора (рис. 4.14), половины которого расположены друг относительно друга так, что токи, протекающие по ним, создают взаимно противоположные по направлению маг-

нитные поля, которые частично взаимно компенсируются. Между половинами реактора коэффициент взаимоиндукции $k_{св}$ равен 0,5—0,7. Потеря напряжения в одной из ветвей зависит не только от тока, протекающего в ней, но и от тока второй ветви реактора, снижающего потерю напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} X (I_{1р} - k_{св} I_{2р}),$$

где X — индуктивное сопротивление ветви; $I_{1р}$, $I_{2р}$ — реактивные составляющие токов в ветвях.

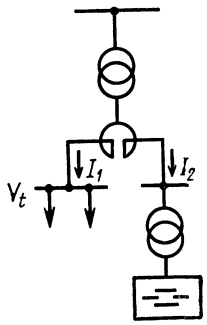


Рис. 4.14. Схема подключения ударной нагрузки через сдвоенный реактор

Быстропеременная нагрузка понижает напряжение за счет его потери в индуктивности питающей сети и повышает напряжение во второй ветви, питающей обычную нагрузку, за счет взаимоиндукции между половинами реактора.

Размах колебаний напряжения на шинах обычной нагрузки

$$V_t = \Delta I_2 X_с - \Delta I_2 K_{св} X_р,$$

где ΔI_2 — приращение реактивного тока ударной нагрузки; $X_с$ — индуктивное сопротивление питающей системы.

В связи с тем, что величины $\Delta I_2 X_с$ и $\Delta I_2 K_{св} X_р$ имеют противоположные знаки, размах колебаний напряжения в этом случае меньше, чем при простом разделении нагрузок; в частном же случае, когда $X_с = K_{св} X_р$, колебания отсутствуют.

Для устранения колебаний напряжения на шинах, питающих обычную нагрузку, применяется ее питание от раздельной обмотки расщепленного трансформатора.

Колебания напряжения на выводах вторичных обмоток взаимосвязаны выражением

$$V_{t2} = V_{t1} (4 - K_р)/(4 + K_р),$$

где $K_р$ — коэффициент расщепления, равный 3,34—3,64 (для $K_р = 3{,}5$ имеем $V_{t2} = 0{,}087\, V_{t1}$).

Размах колебаний напряжения можно уменьшить снижением индуктивности питающей сети продольной емкостной компенсацией. В этом случае индуктивность сети уменьшается: $X = X_L - X_C < X_L$.

Чтобы снизить размах колебаний с V_{t1} до V_{t2}, сопротивление батарей конденсаторов продольной компенсации можно определить из выражения

$$X_C = \frac{U_{б\,ном} (V_{t1} - V_{t2})}{\sqrt{3} I_н \sin \varphi_н},$$

где $U_{б\,ном}$ — номинальное напряжение батареи конденсаторов, зависящее от максимального напряжения, которое может быть приложено к батарее ($U_{б\,ном} = I_{max} X_с$).

Здесь I_{max} — максимальный ток, протекающий по цепи.

Предполагается, что от возникающих при КЗ перенапряжений батарея защищается разрядниками.

Продольная емкостная компенсация эффективна при преобладании индуктивного сопротивления над активным и при потреблении значительной реактивной мощности. Во избежание субгармонических колебаний емкостное сопротивление не должно превышать индуктивное.

Размах колебаний напряжения можно снизить применением синхронных машин (компенсаторов или двигателей). Синхронные машины имеют положительный регулирующий эффект, заключающийся в увеличении генерируемой реактивной мощности при снижении напряжения. Улучшение эффективности компенсации колебаний напряжения достигается быстродействующей системой регулирования возбуждения. Однако синхронные машины в этом случае должны иметь увеличенный диапазон регулирования возбуждения и шихтованные полюса для снижения потерь от наличия высших гармоник, генерируемых источниками колебания напряжения.

В настоящее время синхронные двигатели выпускаются лишь с системой самовозбуждения и работают с автоматическим регулированием возбуждения, поддерживающим постоянство коэффициента мощности. Это приводит к повышению нижнего предела напряжения, при котором возникают тяжелые аварии.

Для этой же цели можно использовать искусственные источники реактивной мощности. Они представляют собой реакторы или конденсаторные батареи, ток которых формируется с помощью управляемых вентилей (тиристоров) для получения требуемой реактивной мощности. При наличии необходимого регулирующего диапазона быстродействие управления обеспечивает компенсацию колебаний напряжения.

Некоторые виды электроприемников (ЭВМ, силовая электроника и др.) чувствительны к провалам и пикам напряжения.

Провалы напряжения возникают, например, при коротких замыканиях в сети. Известны случаи нарушений технологических процессов при КЗ в сети, суммарная длина которой достигает сотен километров. Следовательно, их вероятность достаточно велика. Пики напряжения являются результатом коммутаций в электрической сети. Основные меры против подобных помех должны предусматриваться в проектах электроснабжения.

4.5. НЕСИММЕТРИЯ НАПРЯЖЕНИЙ

Причиной несимметрии напряжений является нагрузка однофазных электроприемников. Отличают несимметрию напряжений, проявляющуюся в сетях ВН и в сетях НН.

Распределительные сети ВН обычно работают в режиме изолированной и компенсированной нейтрали. Поэтому несимметрия напряжений обусловлена появлением напряжения обратной последовательности. В четырехпроводных сетях низкого напряжения несимметрия, обусловленная однофазными электроприемниками, подключенными к фазным напряжениям, сопровождается протеканием тока в нулевом проводе и, следовательно, появлением напряжения нулевой последовательности. Несимметрия проявляется в виде неравенства линейных и фазных напряжений и характеризуется коэффициентами обратной и нулевой последовательностей:

$$K_{2U}=(U_{2(1)}/U_{\text{ном}})100;$$

$$K_{0U}=(U_{0(1)}/U_{\text{ном.ф}})100,$$

где $U_{2(1)}$, $U_{0(1)}$ — действующие значения напряжений обратной и нулевой последовательностей основной частоты трехфазной системы напряжений, $U_{\text{ном}}$, $U_{\text{ном.ф}}$ — соответственно номинальные значения междуфазного и фазного напряжений.

Действующие значения напряжений обратной и нулевой последовательностей основной частоты можно получить измерением трех междуфазных напряжений $U_{AB(1)}$, $U_{BC(1)}$, $U_{CA(1)}$ или определением максимальных и минимальных их значений $U_{\max}$, $U_{\min}$.

Отрицательное влияние несимметрии на установки потребителей. В сетях ВН несимметрия напряжений проявляется в основном из-за однофазных электротермических установок: дуговых печей косвенного действия, печей сопротивления, индукционных канальных печей, металлургических миксеров, установок электрошлакового переплава. В большинстве случаев эти установки имеют достаточно стабильный график нагрузки. Некоторые же из них характеризуются изменениями нагрузки и небольшой длительностью цикла работы.

Несимметрия напряжений, обусловленная появлением токов нагрузки обратной последовательности, достигает наибольшей величины в точке приложения нагрузки и нуля в нейтралях эквивалентной схемы замещения обратной последовательности. Наличие напряжения обратной последовательности приводит к появлению отрицательных воздействий.

В связи с тем, что индуктивность обратной последовательности двигателей в 5—7 раз меньше индуктивности прямой последовательности, небольшая несимметрия напряжений может привести к значительному росту несимметрии токов, что ведет к дополнительному нагреву обмоток (рис. 4.15). При работе электродвигателя с номинальным вращающим моментом и с $K_{2U}=4\%$ срок службы изоляции сокращается только за счет дополнительного нагрева примерно в 2 раза. Поэтому в ряде случаев приходится увеличивать номинальную мощность электродвигателей, что

вызывает дополнительные издержки. При загрузке двигателя на 70% и отклонении напряжения на +5% тепловой режим не выходит за допустимые пределы (даже при $K_{2U}=18\%$), а при полной загрузке и $V=-5\%$ тепловой режим выходит за допустимые пределы при несинусоидальности $K_{\text{нс}}=5\%$ и $K_{2U}=2\%$.

Снижение вращающего момента из-за наличия обратной последовательности незначительно. Однако дополнительные потери в электродвигателях, обусловленные несимметрией напряжения, проявляются в большей мере. Они определяются из [7]:

$$\Delta P_{\text{нс}}=2{,}41\Delta P_{\text{м.ном}}K_{\text{п}}^2K_{2U}^2,$$

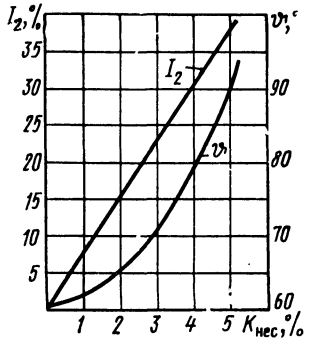


Рис. 4.15. Зависимости несимметрии токов I_2 и дополнительного нагрева ϑ от несимметрии напряжения

где $\Delta P_{\text{м. ном}}$ — номинальные потери в меди статора электродвигателя; $K_{\text{п}}$ — кратность пускового тока; K_{2U} — коэффициент несимметрии напряжения U_2/U_1.

При несимметрии напряжений снижение реактивной мощности, генерируемой силовыми конденсаторными батареями, составляет

$$\Delta Q=Q_{\text{ном}}\frac{U_{\text{ном}}^2-\frac{2}{1}(1-K_{2U}^2)}{U_{\text{ном}}^2}\approx\frac{U_{\text{ном}}^2-U_1^2}{U_{\text{ном}}^2},$$

где U_1 — линейное напряжение прямой последовательности.

Несимметрия напряжений в синхронных машинах вызывает дополнительные потери мощности, которые могут привести к опасным местным нагревам обмотки возбуждения. В связи с этим при наличии токов обратной последовательности, обусловленных несимметрией, приходится уменьшать ток прямой последовательности даже путем снижения активной мощности генератора и момента на валу синхронного двигателя.

При несимметрии напряжений в сети могут возникнуть опасные вибрации синхронных машин. Турбогенераторы длительно эксплуатируются при различности токов в фазах, не превышающей 10% (для гидрогенераторов не более 20%), причем ни в одной из фаз токи не должны быть больше номинальных.

Дополнительные потери в линиях и трансформаторах, обусловленные несимметрией, приближенно определяются токами обратной последовательности:

$$\Delta P_{\text{л2}}=3I_2^2R_{\text{л}};\quad \Delta P_{\text{т2}}=3I_2^2R_{\text{т}}.$$

Несимметрия напряжения в питающей сети может привести к ложному срабатыванию элементов релейной защиты и, следова-

тельно, снижению надежности электрической сети. Поэтому несимметрия напряжений нежелательна. На зажимах симметричного электроприемника нормально допустимый коэффициент несимметрии равен 2%, а максимально допустимый — 4%.

Средства снижения несимметрии в сети ВН. Средствами уменьшения влияния несимметрии на работу электроприемников являются как схемы их питания, так и симметрирующие устройства. Наибольшее влияние несимметрии на работу трехфазных электроприемников наблюдается при питании их от общих с мощными однофазными электроприемниками трансформаторов. Это влияние существенно уменьшается при питании однофазных электроприемников от отдельных трансформаторов.

Симметрирование системы линейных напряжений заключается в компенсации эквивалентного тока обратной последовательности, потребляемого однофазными нагрузками, для того чтобы несимметрия напряжений не превышала 2%. Если при стабильном графике нагрузки с помощью рационального ее распределения несимметрию снизить до допустимого уровня не удается, то необходимо применять симметрирующие устройства, которые выполняются неуправляемыми или управляемыми (в зависимости от характера изменения несимметричной нагрузки во времени).

Разработано большое количество схем симметрирующих устройств.

Примером симметрирующего устройства является схема Штейнметца (рис. 4.16). Мощности, потребляемые дросселем L и конденсаторной батареей C, определяются по формуле

$$Q_L = Q_C = P_н \sqrt{3},$$

где $P_н$ — активная мощность нагрузки.

Сопротивления конденсаторов и дросселя равны

$$X_C = X_L = U^2/Q_{C(L)},$$

где U — линейное напряжение, к которому подключены элементы схемы.

Влияние реактивной составляющей мощности нагрузки компенсируется включением емкости C_2 параллельно основным элементам схемы. Управляемое устройство на основе этой схемы выполняется применением параллельного включения секций конденсаторных батарей, т. е. изменением емкости, а иногда изменением числа витков дросселей, т. е. их индуктивности. Еще один пример симметрирующих устройств — схема, изображенная на рис. 4.17, для которой подбираются необходимые емкости конденсаторов. Симметрирование можно выполнить также с помощью силовой конденсаторной батареи. Ее конденсаторы, подключенные к линейным напряжениям, неодинаковы (рис. 4.18).

Несимметрия в сети низкого напряжения. Они четырехпроводны, так как кроме фазных содержат еще и нулевой провод. Несимметрия напряжений в этих сетях обусловлена однофазными нагрузками, подключаемыми к фазному напряжению.

Неодинаковые нагрузки, подключенные к фазам, вызывают протекание тока в нулевом проводе, который приводит к смещению

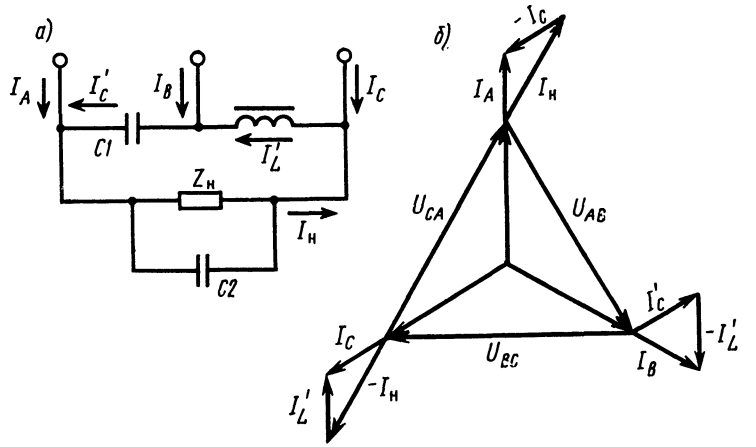


Рис. 4.16. Симметрирующее устройство по схеме Штейнметца (*а*) и его векторная диаграмма (*б*)

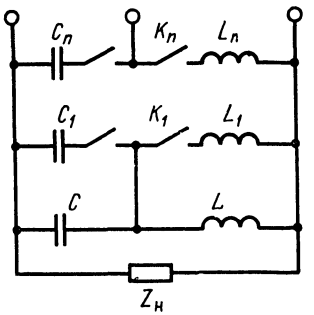


Рис. 4.17. Регулируемое симметрирующее устройство

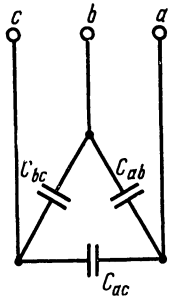


Рис. 4.18. Симметрирующее устройство на основе конденсаторов

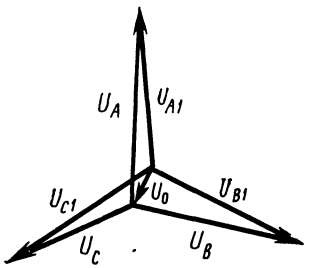


Рис. 4.19. Векторная диаграмма смещения нейтрали, обусловленного наличием тока в нулевом проводе сети НН

нейтрали фазных напряжений (неуравновешенность) (рис. 4.19) на величину

$$\overline{U}_0 = \overline{I}_0 Z_0, \qquad (4.5)$$

где Z_0 — сопротивление схемы нулевой последовательности, образуемое сопротивлением нулевого провода и трансформатора.

Смещение нейтрали сопровождается отклонениями фазных напряжений от номинальных. В наиболее нагруженной фазе напря-

жение снижается, в остальных — повышается. Допустимое смещение нейтрали ограничивается требованиями, предъявляемыми к отклонению напряжения, что удовлетворяется коэффициентом нулевой последовательности, равным 2% в качестве нормального и 4% максимального. Из (4.5) следует, что смещение нейтрали можно уменьшить минимизацией тока в нулевом проводе или снижением сопротивления Z_0.

Ток в нулевом проводе можно уменьшить рациональным распределением однофазной нагрузки между фазами.

Сопротивление Z_0 можно уменьшить выбором сечения нулевого провода, которое в ряде случаев принимается таким же, как у фазных проводов.

Составляющей сопротивления Z_0 является сопротивление нулевой последовательности распределительного трансформатора (РТ), зависящее от группы соединения его обмоток. У трансформаторов с обмоткой λ/λ_0 магнитный поток, создаваемый токами нулевой последовательности, замыкается через масло и бак, преодолевая большое магнитное сопротивление. Поэтому индуктивное сопротивление нулевой последовательности этих трансформаторов в 5—10 раз больше, чем для прямой и обратной последовательностей.

Известно, что каждому проценту несимметрии напряжения соответствует в среднем 1,75% дополнительного отклонения напряжения. Данные свидетельствуют о том, что если в городских сетях дополнительное отклонение напряжения в начале магистралей сети НН из-за большого сопротивления $X_{то}$ составляет 24—46% от этой величины в конце сети, то в сельских сетях оно еще больше. Естественно, что $X_{то}$ можно снизить установкой более мощных распределительных трансформаторов, но это делать нецелесообразно. Лучший эффект дает использование в трансформаторах малой мощности групп соединения «треугольник — звезда» и «звезда — зигзаг». Однако в первом случае трудно выполнить переключатель ответвлений ПБВ. Во втором случае трансформатор с вторичной обмоткой, соединенной в зигзаг, будучи несколько более дорогим, сохраняет возможность использования нулевого провода и имеет $X_{то} \approx 0$, так как фазные обмотки, состоящие из двух секций, расположены на различных стержнях магнитопровода и практически полностью компенсируют магнитные потоки нулевой последовательности.

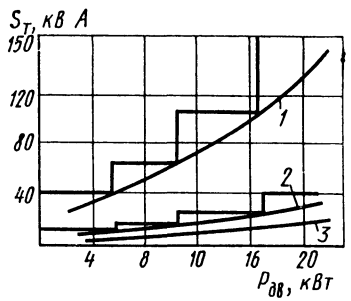


Рис. 4.20. Минимальная мощность РТ, выбираемая по условиям надежного срабатывания предохранителей при однофазных КЗ и пусках асинхронных двигателей мощностью $P_{дв}$:
1 — для соединения Y/Y: *2* — Y/Δ: *3* — для Y/

Важным свойством РТ является значение тока КЗ при однофазных замыканиях в сети НН. Чем больше токи КЗ, тем надежнее работа предохранителей. Кратности наибольшего тока $I_к/I_{ном}$ при КЗ на выводах вторичной в зависимости от групп соединения обмотки приведены ниже:

λ/λ_0	3,6—5,3
Δ/λ_0	17
λ/λ_0	27

Ориентация на РТ с большими токами однофазного КЗ исключает наблюдающуюся в ряде случаев тенденцию выбора мощности трансформаторов по условиям надежной работы предохранителей.

На рис. 4.20 приведена минимальная мощность РТ, выбираемая по условиям надежного срабатывания предохранителей, при однофазных КЗ и пусках асинхронных двигателей мощностью $P_{дв}$. Бóльшая кратность $I_к/I_{ном}$ обеспечивает возможность выбора РТ мéньшей мощности.

4.6. ИСКАЖЕНИЕ ФОРМЫ КРИВЫХ НАПРЯЖЕНИЯ И ТОКА

Искажение кривых напряжения и тока является следствием наличия в ЭС нелинейных элементов. Несинусоидальные кривые токов и напряжений представляют собой сложные гармонические колебания, состоящие из совокупности колебаний, имеющих различные частоты. Подобные процессы можно представить тригонометрическим рядом Фурье [9]:

$$U = f(\omega t) = U_1(\sin \omega t + \psi) + U_2 \sin(2\omega t + \psi_2) +$$

$$+ U_3 \sin(3\omega t + \psi_3) + \ldots = \sum_{i=1}^{n} U_i \sin(i\omega t + \psi_i),$$

где U_i — гармонические составляющие; n — последняя из учитываемых гармоник.

Промышленная частота является низшей гармоникой, а остальные по отношению к ней — высшие гармоники. Высшие гармоники бывают симметричными и несимметричными. Последние можно разложить на симметричные составляющие. Например, магнитопроводы трехфазных трансформаторов не только нелинейны, но и несимметричны, так как длины магнитных путей крайних и средней фаз различаются в 1,9 раза. Вследствие этого действующие значения токов намагничивания крайних фаз в 1,3—1,35 раз больше тока средней фазы. Этим обусловлена несимметрия высших гармоник, образующих системы прямой и обратной последовательностей.

Отрицательное влияние высших гармоник на работу ЭС. Наличие высших гармоник в системе электроснабжения по ряду причин нежелательно. Они вызывают дополнительные потери энергии в элементах ЭС. При наличии высших гармоник тока перегружаются силовые конденсаторные установки, а в ряде случаев их вообще нельзя использовать. Это существенно снижает экономичность работы электрической сети. При наличии высших гармоник напряжения наблюдается заостренная форма кривой напряжения, приводящая к ускоренному старению изоляции электрических машин и трансформаторов.

Высшие гармоники в ряде случаев приводят к трудностям в эксплуатации релейной защиты и сигнализации, а также технологических установок, приводы которых управляются с помощью преобразователей на основе тиристоров. При наличии гармоник могут возникнуть затруднения в использовании инверторов, например в целях рекуперации энергии на электрифицированных железных дорогах (выдача электровозами энергии в сеть переменного тока при торможении).

Все это приводит к необходимости принятия мер, направленных на снижение содержания гармоник тока и напряжения в ЭС.

Содержание высших гармоник в ЭС характеризуется коэффициентом несинусоидальности, %

$$K_{нс}=100\sqrt{\sum_{\nu=2}^{n}U_\nu^2}\Big/U_1\approx 100\sqrt{\sum_{\nu=2}^{n}U_\nu^2}\Big/U_{ном},$$

где U_ν — действующие значения напряжения гармоник; U_1 — действующее значение напряжения основной частоты.

Чтобы избежать вредного влияния искажений формы кривых напряжения и тока, они ограничиваются (см. табл. 4).

Установки, генерирующие высшие гармоники. Наиболее распространенный нелинейный элемент ЭС — трансформатор, магнитопроводы которого из-за нелинейности характеристики являются источником гармоник намагничивающего тока. По этой причине в намагничивающих токах существуют высшие гармоники (включая кратные трем). Наиболее существенны 3-я, 5-я и 7-я гармоники.

В целом гармоники, обусловленные нелинейными характеристиками магнитопроводов трансформаторов, невелики, а учитывая, что гармоники кратные трем и образующие по отношению к первой нулевую последовательность, в линейном напряжении отсутствуют и их распространение ограничено обмотками трансформаторов, соединенными в треугольник, то дополнительных мер практически не требуется.

Наибольшие по величине гармоники чаще всего появляются при работе выпрямительных и преобразовательных установок, нашедших широкое применение в технологиях, связанных с управлением

скоростью вращения двигателей больших мощностей. К таким установкам относятся электрическая тяга на транспорте, металлургические процессы и др.

Выпрямление и преобразование напряжения связано с последовательным переключением тока (без разрыва) с одной фазы на другую (рис. 4.21). В идеале переключение тока происходит в момент α включения очередного выпрямителя (точка *1*). На практике ток в открывающемся вентиле устанавливается не сразу, а в течение некоторого времени, которому соответствует угол γ. В течение этого времени еще сохраняется ток в предыдущем вентиле и, следовательно, возникает междуфазное КЗ, сопровождающееся кратковременным снижением напряжения. Число коммутационных искажений напряжения зависит от числа фаз выпрямительной и преобразовательной установки. При трехфазной установке число коммутационных искажений в течение периода равно 3, при шестифазной — 6, а при двенадцатифазной — 12. Эти снижения напряжения, определяющиеся параметрами установки и питающей ее сети, имеют периодический характер и, следовательно, могут быть подвергнуты гармоническому анализу.

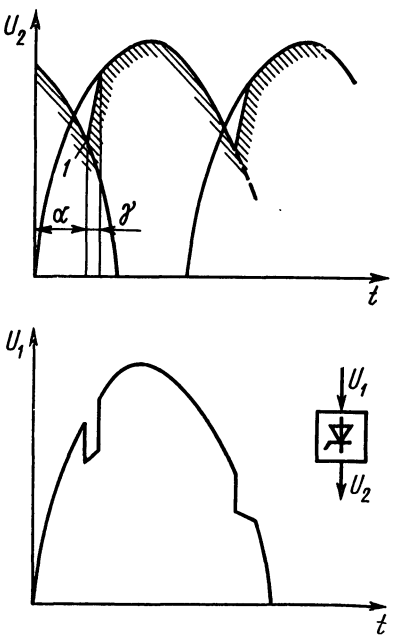


Рис. 4.21. Кривые напряжения, характеризующие работу трехфазной преобразовательной установки

Порядок возникающих высших гармоник определяется выражением

$$\nu=am\pm 1,$$

где $a=1,\ 2,\ 3$ — натуральный ряд чисел; m — число фаз преобразователя.

Шестифазные преобразователи являются источником 5-, 7-, 11-, 13-, 17-, 19-й и т. д. гармоник, а двенадцатифазные — 11-, 13-, 23-, 25-й гармоник.

В связи с тем, что в ряде случаев число фаз установок велико, приходится учитывать гармоники достаточно высоких порядков.

Выражение для периодической функции можно представить в виде

$$I_{\nu m}=\sqrt{a_\nu^2+b_\nu^2},$$

где $I_{\nu m}$ — амплитуда тока гармоники; a_ν, b_ν — коэффициенты разложения кривой первичного тока в ряд Фурье.

Следовательно, для кривой коммутируемого тока эти коэффициенты для соответствующей гармоники равны:

$$a_\nu = \frac{2\sqrt{3}E_m}{\nu\pi X_k} \sin\frac{\nu\pi}{3}\left[\frac{1}{\nu+1}\sin(\nu+1)\frac{\gamma}{2}\sin(\nu+1)\varphi - \right.$$

$$\left. - \frac{1}{\nu-1}\sin(\nu-1)\frac{\gamma}{2}\sin(\nu-1)\varphi\right];$$

$$b_\nu = \frac{2\sqrt{3}E_m}{\nu\pi X_k}\sin\frac{\nu\pi}{3}\times$$

$$\times\left[\frac{-1}{\nu+1}\sin(\nu+1)\frac{\gamma}{2}\cos(\nu+1)\varphi + \frac{1}{\nu-1}\sin(\nu-1)\frac{\gamma}{2}\cos(\nu-1)\varphi\right].$$

Здесь E_m — амплитуда ЭДС питающей системы; X_k — индуктивное сопротивление нагрузки (контура коммутации);

Эффективное значение токов высших гармоник зависит от: нагрузки преобразовательных установок, увеличиваясь с ее ростом; индуктивности ЭС в месте присоединения установки; углов управления α и коммутации γ.

Начальные фазы, необходимые для суммирования гармоник, генерируемых различными преобразователями, приближенно равны

$$\varphi_\nu = \operatorname{arctg}(b_\nu/a_\nu).$$

Глубину коммутационных искажений напряжения можно определить по формуле

$$\Delta U = \sqrt{2}U_л \frac{X_{c*}}{X_{c*}+X_{пр*}}\sin\varphi.$$

Угол коммутации

$$\gamma = \frac{6}{m}\frac{X_{\Sigma*}}{\sin\varphi},$$

где $X_{\Sigma*}$ — эквивалентное индуктивное сопротивление цепи, состоящее из сопротивлений питающей сети X_{c*} и самого преобразователя $X_{пр*}$, отнесенных к мощности последнего (принимается равной мощности преобразовательного трансформатора).

Угол сдвига между первой гармоникой тока и питающим напряжением

$$\varphi = \alpha + \gamma/2.$$

В процессе расчета все сопротивления элементов сети приводятся к расчетной мощности преобразователя $S_{пр}$.

Например, сопротивление питающей сети системы

$$X_{c*} = S_{пр}/S_{к1},$$

где $S_{к1}$ — мощность КЗ на питающих шинах.

Сопротивление трансформатора

$$X_{т1*} = U_к S_{пр}/(100 S_{ном.т}).$$

Сопротивление синхронного двигателя, питающегося от обмотки НН трансформатора,

$$X_{д*} = X''_d S_{пр}/S_{ном.дв}.$$

Сопротивление преобразовательного трансформатора

$$X_{т*} = \frac{U_{к\%}}{100}\left(1+\frac{K_{рас}}{4}\right)\frac{S_{пр}}{S_{ном.т}},$$

где $K_{рас}$ — коэффициент расщепления обмоток трансформатора, равный отношению напряжений КЗ между расщепленными вторичными обмотками к сквозному напряжению КЗ, приведенному к полной его мощности (для двухобмоточного трансформатора $K_{рас}=0$).

На практике, когда $S_{пр}/S_к \leqslant 0{,}1$, коэффициент несинусоидальности

$$K_{нс} = \frac{S_{пр}}{S_к}\sqrt{0{,}955\frac{\sin\varphi}{(S_{пр}/S_к)+X_{пр*}} - 0{,}91},$$

где $S_{пр}$ — мощность преобразовательной установки, соответствующая мощности преобразовательного трансформатора; $S_к$ — мощность КЗ в точке, для которой определяется $K_{нс}$; $X_{пр*}$ — индуктивное сопротивление цепи преобразователя, отнесенное к $S_{пр}$, от точки возникновения коммутационных искажений до точки, для которой определяется $K_{нс}$.

При известном коэффициенте несинусоидальности в одной точке сети, например, на выводах НН трансформатора, его можно пересчитать для выводов обмотки ВН по выражению

$$K_{нс1} = K_{нс2}X_{c*}/(X_{c*}+X_{т*}).$$

Таким образом, несинусоидальность напряжения можно рассчитать, если известны данные сети и преобразовательной установки.

Источником высших гармоник являются также потребительские установки, использующие электрическую дугу, к которым относятся дуговые сталеплавильные печи и установки для сварки. Гармоники в этом случае имеют случайный характер и не поддаются аналитическому определению (находятся экспериментально). Хотя уровень гармоник, обусловленных дуговыми процессами, пока невелик, их целесообразно учитывать, так как мощность установок постоянно растет.

Известно эмпирическое выражение для определения тока гармоник, обусловленных работой дуговых печей,

$$I_\nu = I_{п.т}/\nu^2,$$

где $I_{п.т}$ — ток печного трансформатора.

Достаточно ограничиться седьмой гармоникой, так как остальные малы.

Ток гармоник, обусловленный работой установок электросварки,

$$I_\nu = I_{св}/\nu$$

(здесь гармоники учитываются до 13-й).

Гармоники тока и напряжения распространяются в электрической сети в соответствии с правилами потокораспределения. Параметры электрической сети для гармоник разного порядка различны.

Схемы замещения ЭС для высших гармоник. При расчетах режимов основной частоты емкость ЛЭП характеризует лишь генерацию реактивной мощности, в то время как для более высоких частот она влияет на режим иначе. Поэтому при замещении ЛЭП П- или Т-образной схемой необходимо учитывать, что ЛЭП длиной менее 300/ν км имеют сосредоточенный характер емкости, а ЛЭП длиной более 300/ν км — распределенный характер. При этом индуктивное сопротивление ЛЭП для высших гармоник соответственно увеличиваются ($X_\nu = \nu X_1$), а емкостное реактивное сопротивление уменьшается ($X_{c\nu} = X_c/\nu$).

Индуктивные сопротивления трансформаторов и реакторов соответственно увеличиваются:

$$X_{т\nu} = \nu X_{т1}.$$

Индуктивное сопротивление обобщенной нагрузки

$$X_{н\nu} = \nu X_{2н},$$

где $X_{2н}$ — индуктивность нагрузки для обратной последовательности основной частоты с учетом влияния распределительной сети.

Индуктивное сопротивление:

явнополюсных синхронных машин

$$X_\nu = 0{,}7\nu X_2;$$

неявнополюсных

$$X_\nu = 0{,}9\nu X_2,$$

где X_2 — индуктивные сопротивления обратной последовательности для основной частоты.

Реактивное сопротивление силовых конденсаторных батарей

$$X_{бат\nu} = X_{бл}/\nu.$$

Параметры схемы электрической сети могут быть такими, что в отдельных местах схемы на определенных частотах может возникнуть резонанс токов или напряжений.

Линии электропередачи, образующие с учетом емкостной проводимости условия резонанса токов, можно исключить из схемы замещения соответствующих гармоник.

Нагрузки, содержащие нелинейные элементы, имеют низкие коэффициенты мощности и, следовательно, являются крупными потребителями реактивной мощности. Основное средство компенсации реактивной мощности — батареи конденсаторов. В сочетании с индуктивными сопротивлениями сети и нагрузки емкостное сопротивление конденсаторов образует эквивалентный контур, состоящий из двух параллельных ветвей. Одна из них содержит индуктивное, а вторая — емкостное сопротивление. При определенной резонансной частоте сопротивление контура резко возрастает (рис. 4.22, точка *1*), и токи резонансной группы гармоник в сети уменьшаются. В то же время напряжение гармоник (за вычетом малого падения напряжения в преобразовательном трансформаторе) оказывается приложенным к батарее конденсаторов. При снижении емкостного сопротивления батареи с увеличением номера гармоники токи высших гармоник в ней могут превышать ток первой гармоники, существенно их перегружая. В точке *2* (см. рис. 4.22) наблюдается резонанс напряжения.

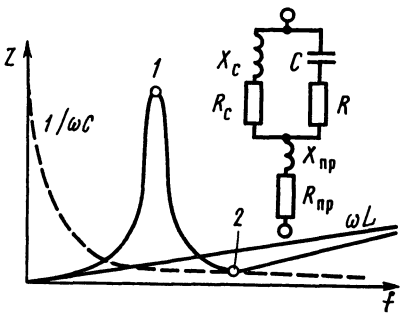


Рис. 4.22. Кривые, характеризующие резонанс на определенных высших гармониках:
1 — резонанс токов; *2* — резонанс напряжения

Резонанс токов возникает на частоте

$$\nu = \sqrt{X_б/X_L},$$

где $X_б = U^2 Q_б$; $X_L = U^2/S_к$ — реактивные сопротивления батарей конденсаторов (БК) и остальной части схемы ($S_к$ — мощность КЗ в точке присоединения БК, имеющей мощность $Q_б$).

Индуктивное сопротивление нагрузки

$$X_н = X_{2н*} U^2/S_н,$$

где $X_{2н*}$ — относительное сопротивление нагрузки для обратной последовательности.

Суммарное индуктивное сопротивление получаем в результате параллельного соединения сопротивлений сети и нагрузки:

$$X_{\Sigma L} = X_L X_н/(X_L + X_н) = S_к + S_н/X_{2н*})/U^2.$$

Следовательно, резонанс возникает на гармонике

$$\nu = \sqrt{(S_к + S_н/X_{2н*})/Q_б}.$$

При малом индуктивном сопротивлении сети индуктивность обусловливается в основном сопротивлением трансформатора

$$X_c \approx S_т/X_{т*}.$$

Для РТ $X_{т*}=0{,}05$. Следовательно, учитывая, что в среднем $X_{2н*}=0{,}17$, получаем

$$\nu=\sqrt{(20S_т+6S_н)/Q_б}. \qquad (4.7)$$

Из (4.7) следует, что чем больше емкость БК, тем ниже частота резонанса. Критическая мощность БК для гармоники ν, при которой возникает резонанс токов, определяется из выражения

$$Q_б=\sqrt{\frac{20S_т+6S_н}{\nu^2}}.$$

Выбор емкостей батарей по условию отсутствия резонанса токов на низших гармониках (5; 7) практически не имеет смысла, так как это условие соответствует емкостям батарей, неприемлемым в системах электроснабжения. Поэтому применение БК в сетях с большим содержанием гармоник затруднено. В ряде случаев для защиты БК используют включаемые последовательно им реакторы.

Средства уменьшения содержания высших гармоник. Для уменьшения влияния высших гармоник на работу электроприемников в ряде случаев применяют питание установок — источников высших гармоник от отдельных понижающих трансформаторов (рис. 4.23).

Применение преобразовательных установок с большим числом фаз позволяет исключить гармоники низших частот, из-за которых

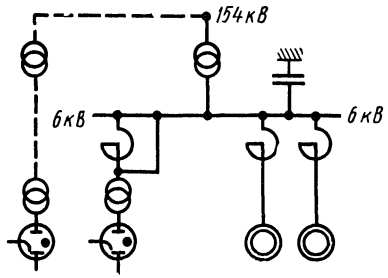


Рис. 4.23. Схема питания преобразователей от отдельного трансформатора

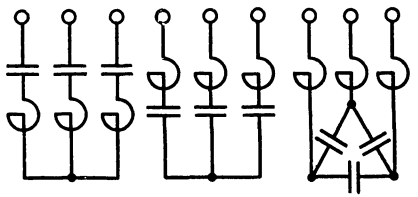


Рис. 4.24. Схемы фильтров, настроенных в резонанс на определенную гармонику

иногда создаются серьезные трудности. В сетях предприятий, имеющих мощные преобразовательные установки, приходится использовать силовые фильтры, представляющие собой последовательное соединение индуктивного и емкостного сопротивлений, настроенных в резонанс на фильтруемую гармонику (рис. 4.24). С помощью фильтра содержание гармоник, частота которых выше резонансной, уменьшается, но содержание гармоник, частота которых ниже резонансной, увеличивается. Поэтому фильтры должны предусматриваться для всех частот, начиная с минимальных. В такой же последовательности они должны включаться в работу, а отключаться они должны в обратном порядке.

Выбор потребительских установок — источников гармоник и устройств защиты от них производится с таким расчетом, чтобы содержание гармоник в конкретных условиях сети ($S_к$) не превышало допустимые значения.

ГЛАВА 5

ЭКСПЛУАТАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

5.1. ФУНКЦИИ ПРЕДПРИЯТИЯ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩЕГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ

Одной из главных задач сетевого предприятия является эксплуатация электрических распределительных сетей, которая должна обеспечивать:

— надежное электроснабжение потребителей в зависимости от их категории;

— качество электроэнергии;

— возможность подключения к электрической сети новых потребителей;

— минимально возможные издержки, включая расход энергии на передачу.

Предприятие, эксплуатирующее распределительные сети, обязано:

— поддерживать элементы электрической сети в состоянии, обеспечивающем нормальное электроснабжение потребителей, заключающееся в проведении ремонтного обслуживания:

— устранять повреждения и не допускать перерывов электроснабжения потребителей;

— строить энергетические объекты, включая выдачу технических условий на их строительство и надзор за ним;

— оказывать услуги потребителям.

Эксплуатацию электрических сетей осуществляет ремонтный персонал. Существует два типа подразделений ремонтного персонала. Первый тип — это местные эксплуатационные бригады (ЭБ), проводящие обычные ремонтные работы. Второй тип — бригады централизованного ремонта (БЦР), работающие в качестве передвижных подразделений. Они выполняют работы, требующие применения особых механизмов, имеющихся в ограниченном количестве, и особой квалификации.

Работа в электрических сетях связана с повышенной опасностью, которая в большинстве случаев не очевидна (ее трудно ус-

тановить визуально). Поэтому в сложных случаях, разграничиваемых правилами, подготовку рабочих мест и допуск к работе в электрических установках осуществляет персонал, имеющий специальную профессиональную подготовку — *оперативный персонал*. Функциями оперативного персонала являются:

— подготовка рабочих мест для ремонтно-эксплуатационного персонала и восстановление схемы сети после окончания работ;

— устранение повреждений и восстановление электроснабжения потребителей.

Рациональная организация эксплуатации позволяет повысить надежность электроснабжения потребителей, обеспечить качество электроэнергии у электроприемников и одновременно (без ущерба для потребителей) снизить издержки на эксплуатацию.

Издержки (кроме расхода энергии на передачу, требующего специального рассмотрения) распределяются следующим образом. Основной составной частью затрат являются амортизационные отчисления, которые составляют 40—60% от общей суммы, и заработная плата персонала — 30—40%. Издержки на материалы, транспорт и прочие составляют несколько процентов.

Решающий фактор, влияющий на себестоимость распределения электроэнергии,— это капиталовложения в сооружение ЛЭП и понизительных подстанций. Себестоимость передачи электроэнергии можно снизить путем оптимизации численности персонала. Для этого необходимо повышать производительность труда.

Рабочее время персонала распределительных сетей расходуется примерно следующим образом (табл. 5.1).

Таблица 5.1. **Распределение рабочего времени персонала**

Наименование работ	Процент от общего времени
Ремонтные работы	14,3
Эксплуатационно-профилактические работы	12,5
Дежурства и оперативные переключения	11,5
Перевозка людей и материалов	10,0
Устранение повреждений	7,2
Обслуживание транспорта	5,3
Оформление технической документации	5,3
Эксплуатация помещений производственных баз	4,4
Замена счетчиков	3,3
Восстановление плавких предохранителей	2,2
Обслуживание потребителей	3,4
Обучение персонала	4,3
Прочие работы	7,8
Отпуска и болезни персонала	8,5

Повышение эффективности работы сетевых предприятий связано с совершенствованием организации профилактических и ремонтных работ.

Улучшение эффективности оперативного обслуживания сети можно обеспечить либо повышением темпа обслуживания за счет применения разумных стратегий и технических средств, либо увеличением числа оперативных бригад. Необходимо использовать все возможности оптимальной организации работы. Затраты времени и средств на транспорт можно снизить рациональным размещением центров обслуживания. Затраты труда можно существенно уменьшить за счет обеспечения рациональной связи и информационной системы, использования разумного объема средств автоматизации и телемеханизации управления, а также различных механизмов и технических средств, повышающих производительность труда.

Эксплуатация электрической сети неизбежно связана с ее развитием, при котором приходится пересматривать структуру и организацию работ. При этом представляются возможности для поиска оптимальных решений, направленных на обеспечение более высокого организационного и эксплуатационного уровня функционирования.

5.2. НОРМАЛЬНЫЕ РАЗРЕЗЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Современные распределительные сети охватывают всю обслуживаемую территорию линиями электропередачи, питающимися от различных подстанций — центров питания. Схемы распределительной сети выбираются исходя из условий электроснабжения потребителей, токов КЗ, релейной защиты, качества электроэнергии и ее расхода на передачу. Распределительные сети работают обычно в режиме одностороннего питания. В определенных точках распределительной сети коммутационные аппараты разомкнуты.

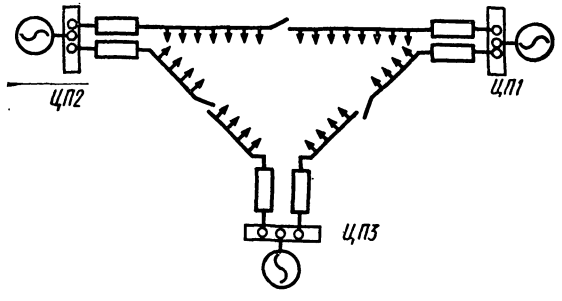


Рис. 5.1. Схема распределительной сети с отключенными выключателями в точках нормальных разрезов:
ЦП1—ЦП3 — центры питания

В месте нормального разреза часто используют выключатель мощности, оснащенный устройством автоматического ввода резерва (АВР), питающийся переменным оперативным током от силовых трансформаторов или трансформаторов напряжения с обеих сторон отключенной цепи. Подобные отключенные выключатели могут обеспечивать резервирование от одного или двух независимых источников (рис. 5.1) при условии, что устойчи-

вое повреждение на начальном участке ЛЭП отключается другим секционирующим аппаратом, отключающим КЗ после включения выключателя или отключающим поврежденный участок в бестоковую паузу.

Выбор места нормальных разрезов производится на основе учета максимальной надежности электроснабжения, минимального расхода электроэнергии на передачу и минимальных средневзвешенных отклонений напряжения у электроприемников. Приближен-



Рис. 5.2. Схема ЛЭП с равномерно распределенной нагрузкой

но поиск нормального разреза можно провести по упомянутым выше критериям выбора для ЛЭП с равномерно распределенными нагрузками, одинаково изменяющимися во времени (однородными), изображенными на рис. 5.2, и имеющими одинаковую народнохозяйственную значимость.

Мощность нагрузки, питающейся от ЛЭП,

$$P = pl,$$

где p — мощность нагрузки на единицу длины ЛЭП, кВт/км; l — длина ЛЭП, км.

Так как для ЛЭП математическое ожидание вероятности повреждения пропорционально длине, математическое ожидание вероятности недоотпуска на участке, питающемся от первого ЦП, равно

$$M_1 = \lambda P_1 l = \lambda p l^2,$$

а от второго ЦП —

$$M_2 = \lambda P_2 (L - l) = \lambda p (L - l)^2.$$

Здесь λ — удельный показатель отказов, $ч^{-1}$; L — общая длина ЛЭП.

Суммарное математическое ожидание вероятности недоотпуска

$$M = M_1 + M_2.$$

Минимальный недоотпуск соответствует нормальному разрезу l, который можно получить из равенства нулю производной недоотпуска по l:

$$\partial M_\Sigma / \partial l = 4\lambda p l - 2\lambda p L = 0.$$

Тогда $l = 0{,}5L$.

Следовательно, наименьшему недоотпуску соответствует нормальный разрез, расположенный на середине длины ЛЭП. При питании ее от двух ЦП с одинаковыми по модулю и фазе напряжениями это соответствует точке токораздела.

Очевидно, что нормальному разрезу в точке токораздела соответствуют также минимальные расходы энергии на передачу и минимальные средневзвешенные отклонения напряжения у потребителей.

Однако нагрузки, питающиеся от распределительной сети, имеют разную народнохозяйственную значимость. Так, например, прекращение питания бытовой нагрузки создает серьезные неудобства населению, а нарушение питания молочно-товарной фермы приводит к более серьезным последствиям. Различная народнохозяйственная значимость нагрузок учитывается весовыми коэффициентами α. Так, например, нагрузка, которая в народнохозяйственном отношении важнее бытовой в пять раз, учитывается в сочетании с весовым коэффициентом как пятикратная.

Математическое ожидание взвешенного недоотпуска выражается в виде

$$M = \sum_{i=1}^{n} \alpha_i P_i.$$

Естественно, что в этом случае оптимальное расположение точки разреза не будет совпадать с точкой токораздела. Участок сети, от которого питается ответственная нагрузка, для повышения надежности ее электроснабжения должен быть более коротким.

Если место нормального разреза не определяется условиями надежности, то его выбирают по условиям снижения расхода энергии на передачу. В этом случае необходимо учесть неравномерное распределение нагрузки вдоль ЛЭП, неоднородность нагрузки, а также дискретность мест выбора нормальных разрезов, обусловленную наличием коммутационных аппаратов.

Расчет выбора места нормальных разрезов можно производить как детерминированным, так и вероятностным методами.

При детерминированном методе для последовательно выбираемых вероятностных точек разрезов на ЭВМ рассчитываются суточные режимы электрической сети. Лучшей признается точка, которой соответствует минимальный расход энергии на передачу.

При вероятностном методе производится один расчет для каждой точки разреза нагрузок, выражаемых через математические ожидания, дисперсии и корреляционные взаимосвязи. Лучшей является точка разреза, которой соответствует минимальное математическое ожидание расхода энергии на передачу.

Резервными источниками электроснабжения участков распределительной сети являются, как правило, соседние участки сетей, расположенные по другую сторону от нормальных разрезов и питающиеся от другой секции шин данного ЦП (через перемычки между ЛЭП) или от соседних ЦП. Наряду с этим потребители, обесточение которых может привести к длительным нежелательным последствиям, должны иметь резервные местные источники энергии

с мощностью, достаточной для питания наиболее ответственной части электроприемников. Эти источники, как правило, покрывают небольшую часть общего потребления. Например, для резервирования электроснабжения наиболее ответственной части электроприемников на молочно-товарных фермах, можно использовать небольшие дизельные или бензиновые электростанции, номинальная нагрузка которых при неавтоматическом пуске из холодного состояния достигается за 30 мин. Применяются и более мобильные агрегаты, например, ДГМ-20 мощностью 20 кВт, запускающиеся за 20 с.

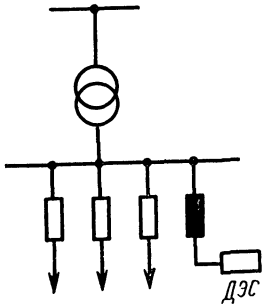


Рис. 5.3. Схема питания с местными резервными источниками питания:
ДЭС — дизельная электростанция

Схема резервирования от местных источников должна предусматривать возможность подключения их к сети, питающей наиболее ответственных потребителей. Для этого местные источники должны питаться от отдельной части сети с коммутационными аппаратами, позволяющими перевести их на раздельное питание. Если мощность резервных источников (рис. 5.3) достаточна, то от них осуществляется питание сборки сети НН как с ответственными, так и с менее ответственными потребителями.

5.3. СЕКЦИОНИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Секционирование электрической сети заключается в делении ЛЭП с помощью коммутационных аппаратов на несколько участков. Секционирование бывает неавтоматическое и автоматическое.

К **неавтоматическому** секционированию относится деление сети с помощью разъединителей и выключателей нагрузки, не имеющих устройств для автоматического отключения. Разъединители устанавливаются вдоль линии на определенных расстояниях друг от друга и служат для ее секционирования в процессе поиска повреждения методом пробных включений.

Автоматическое секционирование выполняется коммутационными аппаратами, оборудованными приводами и устройствами автоматики, а в ряде случаев и релейной защитой, действующими на изменение положения аппаратов под напряжением или в бестоковую паузу.

Аппараты, предназначенные для автоматического срабатывания, делят ЛЭП на части. При возникновении повреждения на участке между местом установки и нормальным разрезом такие аппараты обеспечивают отключение не всей ЛЭП, а лишь поврежденного участка, сохраняя питание потребителей на начальном участке.

В качестве секционирующих автоматических аппаратов обычно

используются выключатели, оснащенные защитой и устройством автоматического повторного включения (АПВ). Допустимо также применение оснащенных защитой выключателей нагрузки, отключающихся в бестоковую паузу. Их можно использовать и в качестве коммутационных аппаратов на ответвлениях для локализации повреждений без отключения магистральной ЛЭП.

Трансформаторы тока, необходимые для осуществления защиты, могут выполняться упрощенными с разомкнутыми сердечниками и устанавливаются на штыревых изоляторах. Первичная обмотка размещена на шейке изолятора, а вторичная — на штыре.

Недостатком выключателей нагрузки при применении в качестве секционирующих аппаратов является то, что для операций пробных включений в процессе поиска повреждения ими можно воспользоваться лишь как разъединителями.

В процессе поиска повреждений методом пробных включений приходится сочетать оперирование выключателями на головных участках ЛЭП с действиями выездной аварийной бригады, оперирующей секционирующими разъединителями вдоль ЛЭП. Из-за отсутствия постоянного обслуживающего персонала в ЦП и тем более в месте установки секционирующего выключателя для поиска повреждений приходится высылать две бригады: к секционирующему выключателю и на ЛЭП. Зачастую это невозможно. Поэтому необходимо к оперированию выключателями привлекать местный персонал, хотя бы и другого ведомства, оснастив его необходимыми средствами связи и применяя соответствующие организационные формы. Радикальным выходом из положения является оснащение всех секционирующих выключателей телемеханикой, обеспечивающей как телесигнализацию, так и телеуправление. Правда, в связи с тем, что отключение выключателя в этом случае не содержит элемента визуального подтверждения выполнения операции, нужно проверять отсутствие напряжения с помощью индикаторов.

5.4. УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМОМ НАПРЯЖЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Управление режимом напряжения распределительной сети заключается в контроле за режимом и внесении коррективов, учитывающих изменяющиеся условия. При этом необходимо исходить из определенных соображений, относящихся к оптимизации режима.

Оптимизация режима по признаку отклонений напряжения. Влияние отклонений напряжения на эффективность использования электроэнергии характеризуется параметрами ущерба. При управлении режимом ущерб можно учесть, если имеются сведения о нем. Зависимости ущерба от отклонения напряжения приведены на рис. 5.4.

Экономический ущерб, определяемый для электроприемников, можно выразить в следующем виде:

$$У = F(a, b, c, ..., V_0) - F(a, b, c, ..., V_0 + \Delta V),$$

где $a, b, c, ..., V_0, V_0 + \Delta V$ характеризуют экономический эффект, получаемый при отклонениях напряжения V_0 и $V_0 + \Delta V$.

Полагая V_0 оптимальным отклонением напряжения, получаем

$$\partial F / \partial V = 0. \qquad (5.1)$$

При разложении функции F в ряд Тейлора, ограничившись первыми членами, с учетом (5.1) получаем

$$У = -\Delta V \frac{\partial}{\partial V} F(a, b, c, ..., V_0) - \frac{\Delta V^2}{2!} \frac{\partial^2}{\partial V^2} F(a, b, c, ..., V_0). \qquad (5.2)$$

В соответствии с (5.2) определяем значение ущерба в единицу времени как величину (линия *1* на рис. 5.4), пропорциональную квадрату отклонения напряжения от оптимального:

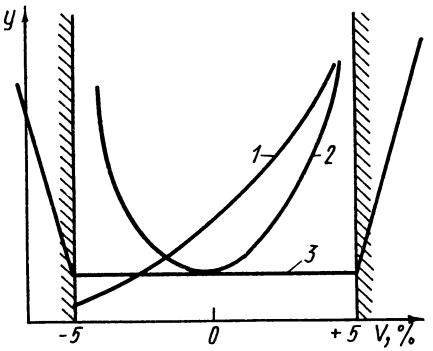


Рис. 5.4. Зависимости ущерба от отклонения напряжения

$$У = \alpha \Delta V^2,$$

где α — коэффициент ущерба, руб/%^{2}.

Суммарный ущерб за время T можно выразить в виде, %,

$$У_\Sigma = (10^4/T) \int_t^{t+T} \alpha_i \Delta V^2 dt.$$

Это выражение называется *неодинаковостью* напряжения.

От электрической сети питается множество электроприемников, поэтому минимизация ущерба в единицу времени сводится к минимизации средневзвешенных отклонений напряжения у электроприемников:

$$У_\Sigma = \sum_{i=1}^{n} \alpha_i \Delta V_i^2 = \min,$$

где n — число электроприемников в сети.

Народнохозяйственная эффективность электроприемников различна, поэтому введем коэффициенты народнохозяйственной значимости β:

$$У_\Sigma = \sum_{i=1}^{n} \alpha_i \beta_i \Delta V_i^2 = \min.$$

Если предположить, что максимальная эффективность достигается при номинальном напряжении (линия *2* на рис. 5.4), то вместо отклонения напряжения от оптимального ΔV используется отклонение напряжения от номинального V. Тогда

$$У_\Sigma = \sum_{i=1}^{n} \alpha_i \beta_i V_i^2.$$

Если оптимальное напряжение отличается от номинального (линия *1* на рис. 5.4), то ущерб для единичного электроприемника

$$У = \alpha_1 V_1 + \alpha_2 (\Delta V)^2,$$

где V_1 — отклонение оптимального напряжения от номинального.

Таким образом, для множества электроприемников минимизироваться должно средневзвешенное отклонение.

Отклонения напряжения у электроприемников, которые питаются от распределительной сети, имеющей средство регулирования напряжения только на трансформаторах ЦП, взаимосвязаны. Если ответвления ПБВ распределительных трансформаторов выбраны, то в дальнейшем отклонения напряжения у электроприемников можно изменять только совместно.

Для точной оптимизации режима распределительной сети по отклонению напряжения необходима полная информация о режимах многочисленных сетей НН, получить которую нереально. В использующихся моделях сети НН (см. § 4.5) представлены выводами РТ, напряжение на которых характеризует режим этих сетей в обобщенном виде. Поэтому вышеизложенные соображения оптимизации можно использовать только как тенденцию, ориентированную на минимизацию средневзвешенного отклонения напряжения у электроприемников, которое в определенной мере влияет также и на потребляемую ими мощность. При небольших отклонениях напряжения в области номинальных значений зависимость можно выразить как

$$P = P_0 (I_1 + k_{pu} \Delta V),$$

где k_{pu} — коэффициент, зависящий от структуры нагрузки.

При возникновении потребности в снижении нагрузки, иногда проявляется тенденция к уменьшению напряжения в распределительных сетях. Снижение потребляемой мощности влияет на технологические процессы и эффективность использования электроэнергии в быту. Систематические значительные уменьшения напряжения приводят к тому, что потребители начинают применять меры, компенсирующие их отрицательное влияние: увеличивают мощность электроприемников, переставляют ответвления своих трансформаторов, устанавливают местные средства регулирования напряжения. Это объясняется тем, например, что снижение светового потока

ламп накаливания на 20%, сопровождающее уменьшение напряжения на 5%, достаточно ощутимо.

Приспособительная реакция потребителей проявляется с опозданием, но зато действует даже в условиях, когда режим сети нормализуется. Поэтому в периоды, когда напряжение поддерживается нормальным, потребляемая мощность превышает необходимую. Частое использование значительного уменьшения напряжения в целях снижения нагрузки, приводит к отрицательному результату. Подобное преднамеренное вмешательство в режим распределительных сетей вызывает их расстройку, трудно поддающуюся последующему упорядочению.

В ряде случаев полагают, что ущерб от отклонения напряжения проявляется лишь при отклонениях, превышающих допустимые (линия *3* на рис. 5.4). Поэтому для влияния на потребление следует ориентироваться на манипулирование напряжением в рамках допустимых его отклонений. Для этого в ряде случаев даже устанавливают местные средства регулирования напряжения. Например, в некоторых энергокомпаниях США и Японии ранее использовалось много местных средств регулирования напряжения (линейных регуляторов и регулируемых конденсаторных батарей) для поддержания у электроприемников предельно высоких отклонений напряжения в целях получения дополнительной прибыли от оплаты за повышенное электропотребление. Во время энергетического кризиса эти же средства применялись для поддержания минимально допустимого напряжения с целью снижения электропотребления.

При отсутствии местных средств регулирования напряжения и полной информации об отклонениях напряжения у потребителей манипулирование напряжением для воздействия на потребление допустимо лишь в аварийных режимах в качестве средства ограничения потребления. В нормальных режимах энергоснабжающие предприятия должны ориентироваться на подведение к электроприемникам номинального напряжения. Режим распределительной сети должен обеспечивать у электроприемников равенство средневзвешенного отклонения напряжения нулю. Отход от этого принципа возможен лишь по инициативе самих потребителей. По этой же причине недопустим режим, ориентированный на минимизацию отпуска энергии в сеть (оптимизацию режима при представлении нагрузок статическими характеристиками), который практически сводится к минимизации напряжения у электроприемников.

Показателем экономичности режима распределительных сетей являются также потери мощности в них.

Эти потери, как следует из § 4.5, можно существенно снизить правильным выбором ответвлений ПБВ РТ, позволяющих повысить напряжение в сети ВН, не изменяя его в сети НН. Изменение напряжения на шинах ЦП без перестановки ответвлений ПБВ практически не влияет на потери в сети ВН, так как компенсируется влиянием статических характеристик нагрузки.

Рациональность режима напряжения распределительной сети заключается в применении встречного регулирования напряжения достаточно большого диапазона, достигающего 6—8% от номинального, что соответствует использованию четырех ступеней ПБВ (см. рис. 4.20). В режиме максимальных нагрузок на шинах ЦП поддерживается отклонение до $+6 \div +8\%$, а в режиме минимальных нагрузок понижается до номинального напряжения.

Потери мощности в распределительной сети снижаются и правильным использованием БК.

Оптимизация режима БК производится с помощью оптимизационных программ и математической модели сети на ЭВМ. Батареи конденсаторные применяются в качестве источников реактивной мощности, которые, с одной стороны, ограничиваются реактивной мощностью, равной нулю, а с другой — реактивной номинальной мощностью. В режиме максимальной нагрузки БК обычно включены полностью. При снижении нагрузки секции БК постепенно отключаются. Необходимо выяснить, при каких параметрах режима происходит их отключение для того, чтобы затем в реальных условиях подобрать параметры, при которых секции БК смогут автоматически отключаться с помощью местных средств управления.

Мощность БК равна, кВ·А

$$Q = \omega C U^2 \cdot 10^3,$$

где ω — угловая частота переменного тока 1/с; C — емкость БК (секции), мкФ; U — напряжение сети в месте включения БК.

Изменение напряжения после включения БК

$$\Delta U = (Q/U) X_c = \omega C (U + \Delta U) X_c,$$

где X_c — индуктивное сопротивление участка сети, на котором изменяется поток реактивной мощности.

Включение БК сопровождается изменением напряжения, определяемым из выражения

$$\Delta U = U \frac{\omega C X_c}{1 - \omega C X_c}.$$

Для БК низкого напряжения основной составляющей индуктивного сопротивления является понижающий РТ. Предположим, что суммарная мощность включаемой батареи равна половине мощности РТ, тогда напряжение повышается на $\Delta U \approx (Q/S_т) E_к \approx 0{,}5 \times \times 5 = 2{,}5\%$. Данное повышение вызывает увеличение потребления активной мощности, вычисляемое по формуле

$$\Delta P = (\partial P/\partial U) \Delta V.$$

Во избежание этого оно должно быть скомпенсировано выбором другого ответвления ПБВ трансформатора. Так, например, на рис. 4.20 на РТ в точке *Г* используется БК, из-за которой на нем уста-

навливается первое ответвление. Отклонение напряжения в режиме минимальных нагрузок соответствует точке I'.

Если мощность батареи меньше $0{,}5S_т$, то ее включение вызывает меньшее повышение напряжения ΔV. Установка более высокого ответвления обмотки РТ в этом случае приводит к некоторому снижению напряжения. В ряде случаев это допустимо и в целом устраняет в сети повышение потребления, вызванное применением БК.

Из вышеизложенного видно, что в режиме максимальных нагрузок целесообразна полная компенсация реактивной мощности. В режиме же минимальных нагрузок часто целесообразно отключение значительного числа секций БК и обеспечение части реактивной мощности, потребляемой электроприемниками от сети ЭС. Следовательно, параметр для управления режимом БК должен подбираться сетевым предприятием на основе оптимизационного анализа работы ЭС. Задание для управления режимом БК и структура устройств управления должны контролироваться сетевым предприятием. Предприятия, имеющие регулируемые БК, должны поддерживать их в работоспособном состоянии. Для этого необходимо стимулировать персонал. Если персонал предприятий не стимулируется, то он оказывается заинтересованным в хранении БК на складе или поддержании их в отключенном состоянии.

Из рис. 4.20 следует, что наибольший диапазон изменения напряжения на шинах сети НН находится в начале распределительной сети. Это может привести к затруднениям в тех случаях, когда от этого участка сети питаются потребители, имеющие график нагрузки, существенно отличающийся от графика нагрузки остальных потребителей (неоднородность графиков), например, с трехсменным характером производства. Чтобы избежать влияния такого потребителя на режим всей сети, его целесообразно оснастить местным средством регулирования напряжения, например регулируемой БК, линейным регулятором (автотрансформатором с РПН).

5.5. НЕСИММЕТРИЯ ПАРАМЕТРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В трехфазной распределительной электрической сети режим нейтрали обусловлен проводимостями относительно точки отсчета, в качестве которой можно принять землю. Емкости между фазами создают дополнительные токи в них, не сказываясь на потенциалах сети относительно земли. Сумма токов, протекающих в землю, в соответствии с первым законом Кирхгофа равна нулю. Если фазовые напряжения $\dot{U}_1$, $\dot{U}_2$, $\dot{U}_3$, то получаем

$$\dot{U}_1(g_1+j\omega C_1)+\dot{U}_2(g_2+j\omega C_2)+\dot{U}_3(g_3+j\omega C_3)=0,$$

где $g+j\omega C$ — проводимость фаз.

Нулевой точке сети (нейтрали) соответствует центр гяжести треугольника напряжений (рис. 5.5), для которой выполняется условие

$$\dot{U}_{10}+\dot{U}_{20}+\dot{U}_{30}=0. \qquad (5.3)$$

В общем случае потенциал нулевой точки отличается от потенциала земли. Разность этих потенциалов характеризует напряжение нейтрали $\dot{U}_0$. Напряжения фаз относительно земли равны [12]

$$\dot{U}_1=\dot{U}_{10}+\dot{U}_0;\ \dot{U}_2=\dot{U}_{20}+\dot{U}_0;$$
$$\dot{U}_3=\dot{U}_{30}+\dot{U}_0.$$

С учетом этого токи сети на землю

$$I_0=\sum \dot{U}_{i0}(g_i+j\omega C_i)+\dot{U}_0[3/r+$$
$$+j\omega(C_1+C_2+C_3)]=0.$$

Если емкости на землю (C) одинаковы, то первый член данного уравнения с учетом (5.3) равен нулю. Тогда

$$\dot{U}_{нес}=0$$

и нейтраль трехфазной сети симметрична относительно земли, следовательно, имеет потенциал земли.

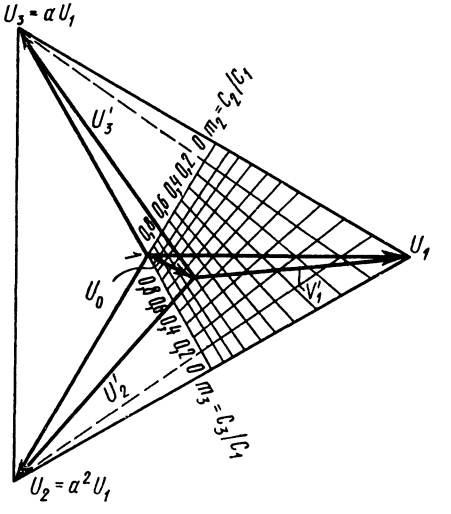


Рис. 5.5. Диаграмма для определения несимметрии напряжений

Предположим, что фазные напряжения симметричны, а несимметрия является результатом различия емкостей относительно земли. Пренебрегая влиянием активной проводимости на токи фаз, получаем напряжение смещения нейтрали:

$$\dot{U}_{нес}=\dot{U}_ф\frac{j\omega C_1+a^2j\omega C_2+aj\omega C_3}{j\omega(C_1+C_2+C_3)+(g_1+g_2+g_3)}=$$
$$=\dot{U}_ф\frac{C_1+a^2C_2+aC_3}{C_1+C_2+C_3}\cdot\frac{1}{1-j[3g/\omega(C_1+C_2+C_3)]}. \qquad (5.4)$$

Второй множитель уравнения (5.4) представляет собой степень относительной несимметрии сети, обусловленную неравенством емкостей фаз на землю ($\bar{u}_0=\dot{U}_{нес}/\dot{U}_ф$). В третьем члене (5.4) в качестве мнимой величины в знаменателе присутствует отношение активных к емкостным проводимостям

$$d=\frac{3g}{\omega(C_1+C_2+C_3)}=\frac{g}{\omega C_0},$$

которое определяется в относительных единицах или процентах.

Если сопоставить эту величину с отношением активной проводимости к емкостной резонансного контура, то она будет соответствовать добротности цепи, которую применительно к системе нейтрали сети принято называть *коэффициентом успокоения* сети.

Так как через проводимость соответственно протекают активный и емкостный токи на землю, через них можно выразить коэффициент успокоения

$$d = I_a / I_C.$$

С учетом этого несимметрия равна

$$\bar{U}_{\text{нес}} = U_{\text{ф}} \cdot \bar{u}_0 / (1 - jd),$$

где $\bar{u}_0$ — степень несимметрии сети, обусловленной различием емкостей фаз.

Приближенно оценку емкостных токов воздушной сети можно найти по формуле, А,

$$I_C = (2{,}7 \div 3{,}3) U_л l \cdot 10^{-3},$$

где $U_л$ — линейное напряжение сети, кВ; l — длина ЛЭП, км.

Для ЛЭП без тросов коэффициент равен 2,7, для ЛЭП с тросами — 3,3. На ЛЭП с металлическими опорами емкости увеличиваются на 10—12%.

Емкостный ток двухцепной ЛЭП больше тока одноцепной ЛЭП на 30—60% (в зависимости от расположения проводов: при горизонтальном —20%; при вертикальном — 35—40% елкой — 30%). При заземлении одной цепи емкостный ток другой цепи увеличивается в зависимости от расположения проводов соответственно на 25%; 55—60%; 40%.

Обычно для воздушных сетей коэффициент успокоения равняется 3—5%, для кабельных сетей — 2—4% (при наличии кабелей с состарившейся изоляцией — до 10%). Если нейтраль изолирована, то влияние коэффициента успокоения пренебрежимо мало.

Предположим, что C_1 наибольшая емкость фазы, соотнесем с ней емкости других фаз и обозначим

$$C_2/C_1 = m_2; \quad C_3/C_1 = m_3.$$

Тогда получим представление о смещении нейтрали, имеющее вид

$$U_0 = \frac{1 + a^2 m_2 + a m_2}{1 + m_2 + m_3}.$$

Учитывая, что

$$a = -1/2 + j(\sqrt{3}/2) \text{ и } a^2 = -1/2 - (j\sqrt{3}/2),$$

и полагая, что несимметрия появляется в результате уменьшения емкости одной фазы, имеем

$$u_{01} = [(m - 1)/(m + 2)]\, a^2.$$

В случае одинакового уменьшения емкостей двух фаз

$$u_{02} = (1 - m)/(1 + 2m).$$

Например, если емкости крайних фаз ЛЭП меньше емкости средней фазы на 10%, что соответствует горизонтальному расположению проводов, то $m_2 = m_3 = 0{,}9$ и

$$\bar{u}_0 = (1 - 0{,}9)/(1 + 2{,}09) \approx 0{,}032,$$

т. е. приблизительно 3,2% от фазного напряжения.

Расположение вектора напряжения несимметрии можно определить с помощью диаграммы, приведенной на рис. 5.5. Здесь на горизонтальной оси размещается напряжение первой фазы U_1, а под углом в 120° к нему — симметричные напряжения $U_2 = a^2 U_1$ и $U_3 = a U_1$.

Вектор напряжения несимметрии, обусловленной неравенством емкостной проводимости фаз, можно найти в результате следующим образом.

Отношение фазных напряжений при различных емкостях фаз пропорционально проводимостям, т. е.

$$U_1'/U_2' = C_2/C_1 = m_2;$$

$$U_1'/U_3' = C_3/C_1 = m_3.$$

Если предположить емкость фазы 3 (C_3) отключенной, то фазные напряжения U_1' и U_2' равны половине линейного напряжения U_{12}. В этом случае имеем

$$U_1' + U_2' = U_{12}$$

и

$$U_1' = U_{12} m_2 / (1 - m_2).$$

Это значение откладывается на половине стороны U_{12} в виде отрезков (для $m_2 = 0$; 0,1; 0,2; ...1), соединяющихся с вершиной противолежащего угла U_3. Аналогично, по выражению

$$U_1' = U_{13} m_3 / (1 - m_2)$$

градуируют половину стороны U_{13}. Напряжение несимметрии равно отрезку от начала координат (0) до точки пересечения векторов фазных напряжений U_2' и U_3', проведенных из вершин к делениям на противолежащей стороне, соответствующим отношению емкостей фаз.

При несимметрии емкостей, обусловленной увеличенной емкостью одной из фаз (например, фазы 1), $U_{\text{нес}}$ совпадает по фазе с U_1. Если это направление является осью действительных величин, то $U_{\text{нес}}$ — действительная величина.

В процессе эксплуатации целесообразно обеспечить определенную направленность (фазу) вектора несимметрии напряжения. Для этого у всех ЛЭП должны совпадать фазы, отличающиеся своей емкостью. Это достигается экспериментальным определением несимметрии, обусловленной параметрами каждой ЛЭП в отдельности, и присоединением их проводов так, чтобы сохранялся порядок их следования, при котором векторы несимметрии напряжений всех ЛЭП расположены в одном и том же квадранте координат вещественной и мнимой величин. Несимметрия напряжения, обусловленная параметрами сети, не должна превышать 0,75% от номинального напряжения, что в воздушных сетях достигается транспозицией фаз.

5.6. РЕЖИМ КОМПЕНСИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛИ

Для облегчения аварийного режима электрической сети с незаземленной нейтралью используется однофазный дроссель с регулируемым индуктивным сопротивлением, включаемый между нейтралью и землей (рис. 5.6) и называемый *дугогасящей* катушкой.

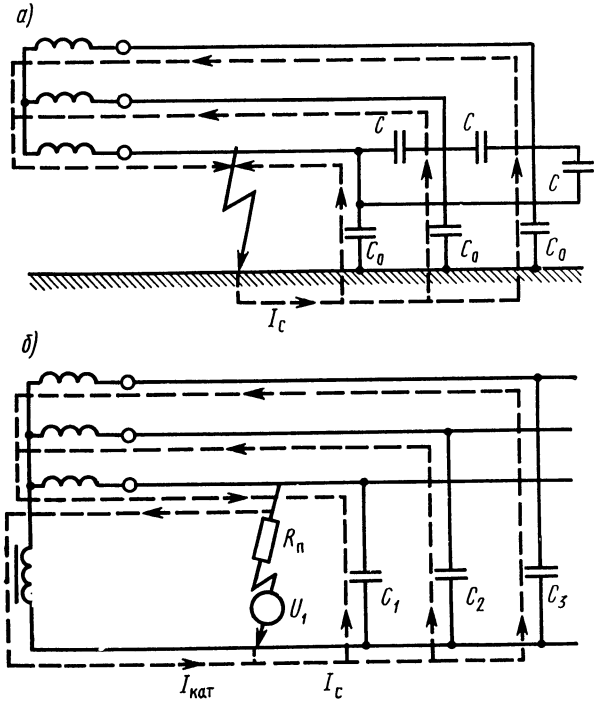


Рис. 5.6. Схема протекания емкостных токов при замыкании на землю при отсутствии дугогасящей катушки (*а*) и ее наличии (*б*)

Дугогасящая катушка для токов нулевой последовательности образует контур, состоящий из последовательно соединенной индуктивности и суммарной емкости фаз относительно земли. В связи с тем, что индуктивные и емкостные проводимости взаимно компенсируются, эквивалентная реактивная проводимость может приближаться к нулю, а цепь тогда ведет себя как активное сопротивление. Таким образом, индуктивность дугогасящей катушки в сочетании с емкостью сети образует цепь, выполняющую роль последовательного резонансного контура. Контур обладает активными сопротивлениями, состоящими из величины, обратной активной проводимости изоляции фаз ($3/r$), и активных потерь в дугогасящей катушке и трансформаторе ($1/r_{кат}$).

Аналогично (5.4), напряжение несимметрии

$$\overline{U}_0 = U_ф \frac{j\omega (C_1 + a^2 C_2 + a C_3)}{j\omega (C_1 + C_2 + C_3) - j1/\omega L_{кат} + 1/R},$$

где $1/R = (1/r_{кат}) + (3/r)$.

При соотнесении напряжения смещения нейтрали с фазным напряжением получаем величину, называемую *степенью смещения нейтрали* и определяемую по формуле

$$u = \frac{\overline{U}_0}{U_ф} = \frac{\overline{U}_0}{\dfrac{\omega (C_1 + C_2 + C_3) - 1/\omega L_{кат}}{\omega (C_1 + C_2 + C_3)} - j \dfrac{1}{R\omega (C_1 + C_2 + C_3)}}.$$

Первый член знаменателя, представляющий собой отношение полной реактивной проводимости контура к его емкостной проводимости, характеризует *степень расстройки* контура (v). При резонансной настройке, когда

$$\omega \sum_{i=1}^{3} C_i = 1/\omega L_{кат},$$

расстройка равна нулю. Второй член знаменателя, как и в (5.4), является коэффициентом успокоения сети d. Следовательно, степень смещения нейтрали можно выразить как

$$u = \bar{u}_{0,} (v - jd),$$

а абсолютные величины —

$$u = u_0 / \sqrt{v^2 + d^2}; \quad U_0 = u U_ф = U_{нес} / \sqrt{v^2 + d^2}. \tag{5.5}$$

Выражение для степени расстройки можно записать в виде

$$v = 1 - \frac{1}{\omega L_{кат} \omega (C_1 + C_2 + C_3)} = 1 - k,$$

где k — отношение индуктивной проводимости к емкостной проводимости сети.

Степени расстройки и настройки определяются также и по соответствующим токам:

$$v = (I_с - I_{кат})/I_с \quad \text{и} \quad k = I_{кат}/I_с. \tag{5.6}$$

Если $1/\omega L_{кат} < \omega (C_1 + C_2 + C_3)$, то степень расстройки положительная и сеть работает с недокомпенсацией. Если $1/\omega L_{кат} = \omega (C_1 + C_2 + C_3)$, то настройка резонансная; если $1/\omega L_{кат} > \omega (C_1 + C_2 + C_3)$, то — отрицательная и сеть работает с перекомпенсацией. При $1/\omega L_{кат} = 0$ сеть работает с изолированной нейтралью, а при $1/\omega L_{кат} = \infty$ — с глухо заземленной нейтралью.

Рассмотренные соотношения возникают как в результате изменения индуктивности при неизменной емкости сети, так и при изменении емкости при неизменной индуктивности дугогасящей катушки.

Коэффициенты успокоения компенсированной сети и сети без дугогасящей катушки несколько различны, так как на этот коэффициент влияет дополнительное сопротивление $r_{кат}$. Отношение активной составляющей тока, протекающего через дугогасящую катушку, к реактивной составляющей

$$I_a/I_{кат}=\omega L_{кат}/r_0=P_{\%}/100,$$

где $P_{\%}$ — потери активной мощности в катушке в процентах от компенсирующей мощности.

Следовательно,

$$r_{кат}=\omega L_{кат}(100/P_{\%}).$$

Обычно $P_{\%}=1{,}5\div 2\%$.

Для компенсированной сети

$$d=\frac{1}{R\omega(C_1+C_2+C_3)}=\frac{3}{r\omega(C_1+C_2+C_3)}+\frac{1}{r_{кат}\omega(C_1+C_2+C_3)}.$$

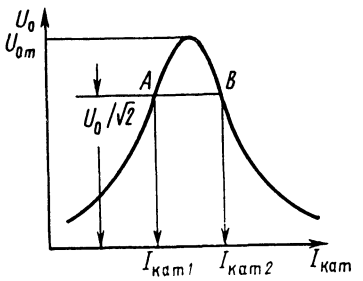


Рис. 5.7. Кривая зависимости U_0 от настройки дугогасящей катушки

Учитывая (5.6), получим

$$d'=d+pk.$$

При резонансной настройке ($k=1$)

$$d'=d+p.$$

Следовательно, коэффициент успокоения компенсированной сети больше, чем данный коэффициент, для сети без дугогасящей катушки на 1,5—2%.

Характер зависимости U_0 от настройки дугогасящей катушки можно получить экспериментально в виде кривой (рис. 5.7), являющейся резонансной. По ней можно получить параметры режима нейтрали сети. Для этого проведем линию, параллельную оси абсцисс с ординатой $U_{0m}/\sqrt{2}$. Точки пересечения с резонансной кривой A и B соответствуют токам компенсации $I_{кат1}$ и $I_{кат2}$.

5.7. НАПРЯЖЕНИЕ СМЕЩЕНИЯ КОМПЕНСИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛИ

Для выяснения признаков, по которым можно судить о режиме компенсации нейтрали, существенных при эксплуатации, необходимо выявить взаимосвязи между параметрами, пригодные в дальнейшем для управления режимом.

Характер зависимости напряжения смещения нейтрали от настройки дугогасящей катушки определяется из анализа зависимости (5.5). В этом выражении в общем случае все три величины правой части могут быть переменными. Представление о характере изменения напряжения смещения нейтрали получаем в результате поочередного варьирования переменными.

Предположим, что несимметрия является результатом увеличения емкости одной из фаз (например, C_1). Коэффициент успокоения d, зависящий от активной проводимости, в нормальном режиме считаем величиной постоянной. Коэффициент расстройки v изменяется от 1 в случае отсутствия дугогасящей катушки до 0 в случае резонанса и некоторых отрицательных величин, соответствующих режиму перекомпенсации ($I_{кат}>I_c$). Преобразуя (5.5), получаем

$$\bar{U}_0=\bar{U}_{нес}(v+jd)/(v^2+d^2), \qquad (5.7)$$

т. е. напряжение смещения нейтрали содержит вещественную и мнимую составляющие: $\bar{U}_0=U_0'+jU_0''$.

Смещение компенсированной нейтрали, зависящее от v и d, можно изобразить круговыми диаграммами, принимая в качестве постоянной поочередно величины d и v. В первом случае исключаем из уравнения v и получаем параметры круговой диаграммы, содержащей в качестве постоянной d. Во втором случае наоборот.

Суммируя квадраты вещественной и мнимой частей и исключая v, получаем

$$(U_0')^2+(U_0'')^2=U_{нес}^2\frac{v^2+d^2}{(v^2+d^2)^2}=\frac{U_{нес}}{d}U_{нес}\frac{d}{v^2+d^2}=$$
$$=\frac{U_{нес}}{d}U_0''.$$

Дополним уравнение до квадрата суммы двух величин, тогда

$$(U_0')^2+(U_0''-U_{нес}/2d)^2=(U_{нес}/2d)^2. \qquad (5.8)$$

Это уравнение окружности с радиусом, равным $U_{нес}/2d$, на плоскости с координатами U_0',U_0'', проходящей через начало координат (рис. 5.8, a) с центром в точке (0; $U_{нес}/2d$), расположенным на оси мнимых значений.

При изменении v от 0 до 1 точка конца вектора U_0 перемещается по дуге AB окружности по часовой стрелке. Если $v=0$, то $U_0=U_{нес}/d$. Значению $v_{max}=1$ соответствует точка B, определяющаяся пересечением окружности с прямой $U_0''=dU_0'/v_{max}$.

Из (5.8) следует, что

$$v=(U_0'/U_0'')d$$

или

$$v/d=U_0'/U_0''.$$

Поэтому вектор напряжения смещения нейтрали можно построить по заданному коэффициенту расстройки, используя в качестве шка-

лы для него линию, параллельную оси действительных величин и проведенную на расстоянии d от нее. При разных значениях d получаем различные круговые диаграммы (см. рис. 5.8).

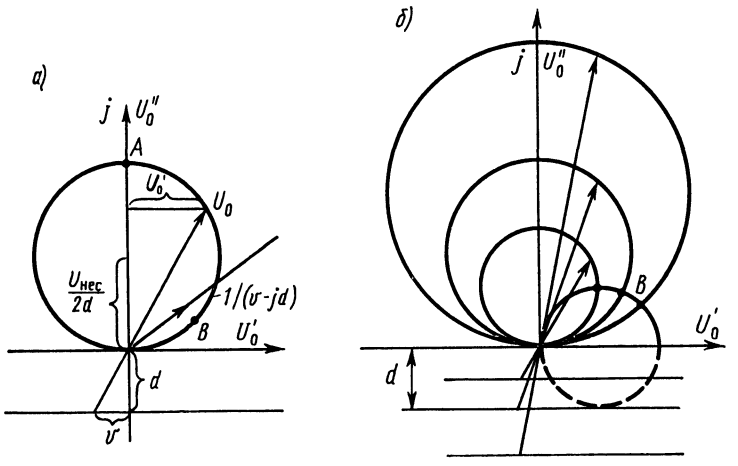


Рис. 5.8. Круговые диаграммы для U_0 при заданном d (*а*) и при различных d (*б*)

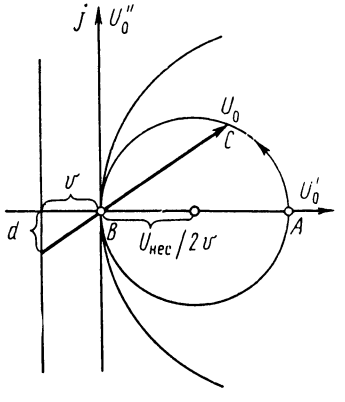


Рис. 5.9. Круговые диаграммы для U_0 при различных значениях v

Сопротивление R изменяется в широких пределах, следовательно, результирующий коэффициент успокоения также изменяется. Степень расстройки при этом может поддерживаться неизменной. Исключая из системы (5.7) d, и дополняя до квадрата суммы двух величин, получаем

$$(U_0'-U_{нес}/2v)^2-(U_0'')^2=(U_{нес}/2v)^2,$$

$$(0<d<\infty). \qquad (5.9)$$

Этому уравнению соответствует окружность, изображенная на рис. 5.9, проходящая через начало координат осей U_0' и U_0'' с центром $(U_{нес}/2v,\ 0)$. При $d=0$ координатой конца вектора U_0 является точка A $(U_{нес}/v,\ 0)$, соответствующая отсутствию активного тока утечки. Вектор напряжения смещения нейтрали совпадает по фазе с вектором напряжения несимметрии. При $d=0$ вектор U_0 редуцируется в точку B (0, 0).

Если $v\to 0$, то радиус окружности растет, а при $v=0$ она вырождается в ось ординат.

Учитывая, что $U_0''/U_0'=d/v$, линейную шкалу v можно получить на прямой, параллельной оси ординат и проведенной на расстоянии v от нее. Изменение $U_{нес}$ по модулю и фазе приводит к соответствующему изменению модуля и фазы вектора $\bar{U}_0$.

При отсутствии дугогасящей катушки $v=1$. Вещественные и мнимые составляющие напряжения U_0 в этом случае можно выразить системой уравнений:

$$U_0'=U_{нес}/(1+d^2);$$

$$U_0''=U_{нес}d/(1+d^2).$$

Учитывая, что

$$(U_0')^2+(U_0'')^2=U_{нес}^2/(1+d^2)=U_{нес}U_0',$$

получаем уравнение геометрических мест конца вектора U_0:

$$(U_0'-U_{нес}/2)^2+(U_0'')^2=(U_{нес}/2)^2, \qquad (5.10)$$

представляющее собой окружность радиусом $U_{нес}/2$, проходящую через начало координат с центром $(U_{нес}/2)$. Конец вектора U_0 (см. рис. 5.8, *б*) расположен на пересечении окружностей, описываемых выражением (5.10), соответствующих различным d, и окружности, описываемой (5.10).

При резонансной настройке, когда $v=0$, напряжение смещения нейтрали

$$U_0'=100U_0/d_{\%}.$$

Учитывая, что обычно $d_{\%}=5\%$, напряжение смещения нейтрали при резонансной настройке превышает напряжение несимметрии в 20 раз. Например, если напряжение несимметрии равняется 1% от фазового напряжения, то напряжение смещения при резонансной настройке — 20%. Если же напряжение несимметрии равняется 3,5% (сеть без транспозиций), то напряжение смещения — 70% от фазного напряжения.

Из рис. 5.8 следует, что напряжение U_0, обусловленное увеличенной емкостью одной из фаз, опережает напряжение этой фазы на 90°, и достигает максимального значения при резонансной настройке дугогасящей катушки.

Под влиянием смещения нейтрали диаграмма напряжений фаз искажается. Одно из фазных напряжений может существенно уменьшиться, а другие увеличиться. Естественно, что компенсация емкостных токов наиболее эффективна при резонансной настройке. Однако в этом случае даже незначительная асимметрия емкостей фаз приводит к большому смещению нейтрали, а следовательно, — к увеличению напряжения одной или двух фаз. Большая несимметрия напряжений фаз ухудшает работу изоляции. Смещение нейтрали влияет на выбор чувствительности устройств сигнализации, которую необходимо отстроить от обычно наблюдающегося напряжения

смещения. В ряде случаев смещение приводит к ошибочным срабатываниям сигнализации, вводящим в заблуждение оперативный персонал.

Для снижения смещения нейтрали применяют расстройку дугогасящей катушки, имеющую следующие недостатки:

— рост перенапряжений при перемежающихся замыканиях на землю;

— увеличение доли устойчивых замыканий на землю и числа замыканий, переходящих в междуфазные, уменьшение ресурса выключателей;

— повышение вероятности повреждения конструкций ЛЭП и опасности для людей и животных из-за шагового напряжения и напряжения прикосновения.

Максимально допустимое смещение нейтрали ограничивается для того, чтобы установившееся напряжение на фазах в аварийных условиях практически не превышало линейного.

Предельными напряжениями смещения нейтрали можно считать следующие напряжения:

— длительное время — не более 15% от фазного напряжения;

— в течение часа — не более 30%;

— при авариях в течение времени замыкания на землю — 100%.

В неблагоприятных условиях напряжение смещения нейтрали может быть значительно больше. При $U_0 = 1{,}5U_\Phi$ возникает насыщение стали дугогасящих катушек, их индуктивность снижается и настройка может перейти в режим перекомпенсации.

Из (5.5) следует, что напряжение смещения можно уменьшить ограничением $U_{\text{нес}}$ определенными пределами, расстройкой компенсации, увеличением коэффициента успокоения.

При обрыве или отключении фазы сети напряжение несимметрии $U_{\text{нес}}$ может возрасти. В компенсированных сетях это сопровождается существенным увеличением напряжения смещения нейтрали, следовательно, приводит к повышениям напряжения на фазах до значений, превышающих линейное. Во избежание этого необходимо принимать меры к тому, чтобы для реально возможных несимметрий U_0 было не выше $0{,}7U_\Phi$. Обрыв или отключение фазы ЛЭП сопровождается снижением емкостной проводимости сети. Это нужно учитывать при выборе ответвлений нерегулируемых дугогасящих катушек, у которых ток компенсации выбирается с помощью установки ответвлений. В этом случае целесообразно решить вопрос о предпочтении применения режима недокомпенсации или режима перекомпенсации. При недокомпенсации уменьшение емкости фазы может приблизить режим к резонансу и, следовательно к непредвиденному повышению U_0. Поэтому целесообразней использовать небольшую перекомпенсацию.

Расстройка компенсации достигается воздействием на индуктивность регулируемой дугогасящей катушки, что несколько снижает эффективность ее действия.

5.8. УПРАВЛЕНИЕ КОМПЕНСАЦИЕЙ НЕЙТРАЛИ В НОРМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ

Нерегулируемые дугогасящие катушки имеют ряд ответвлений, соответствующих различным емкостным токам сети; установка ответвлений производится с отключением катушки от сети. Наряду с этим применяются катушки, индуктивность которых регулируется автоматически в процессе работы.

Применяют два типа управляемых дугогасящих катушек.

Плунжерные дугогасящие катушки имеют сердечник, часть которого передвигается с помощью привода, что изменяет величину воздушного зазора сердечника. Индуктивность катушки увеличивается при уменьшении воздушного зазора. Привод содержит двигатель с червячным редуктором, управляемый устройством автоматического управления.

У катушек с *подмагничиванием* индуктивность регулируется подмагничиванием сердечника постоянным током. Индуктивность катушки снижается при росте тока подмагничивания, для чего используется специальная обмотка подмагничивания. В качестве блока питания применяется источник переменного тока, выпрямляемого с помощью тиристоров. Управление тиристорами производится устройствами автоматического управления (рис. 5.10).

Кроме того, дугогасящие катушки имеют дополнительные измерительные обмотки, с помощью которых можно непосредственно измерять напряжение смещения нейтрали и индуктивность катушки. Для измерения можно использовать и специальные ответвления основной обмотки.

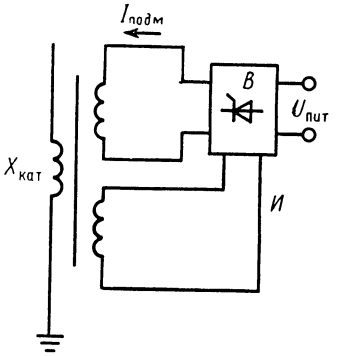


Рис. 5.10. Схема управления режимом дугогасящей катушки *ДГ* с помощью тока подмагничивания (тиристорное управление):
В — управляемый выпрямитель; *И* — измерение индуктивности *ДГ*; $X_{кат}$ — дугогасящая катушка

Существуют следующие режимы дугогасящей катушки:

— нормальный режим (замыкание на землю в сети отсутствует);

— режим установившегося замыкания на землю через переходное сопротивление;

— режим неустойчивого замыкания на землю через периодически гаснущую (перемежающуюся) дугу.

Для того чтобы компенсация происходила при возникновении замыкания на землю, необходимо соответствие индуктивности катушки емкости сети. Следовательно, индуктивность дугогасящей катушки должна регулироваться автоматически и непрерывно в нормальном режиме. В этом случае возникновение замыкания фазы на землю происхо-

дит при резонансной настройке. Установившийся ток замыкания на землю минимален, следовательно, обеспечиваются наилучшие условия гашения дуги и наименьшие разрушения изоляции в месте замыкания. Однако замыкание на землю может длиться в течение некоторого времени, необходимого для поиска повреждения, переключения потребителей на другие источники питания и отключения поврежденного участка. Поиск повреждения в ряде случаев связан с необходимостью переключений в электрической сети, нарушающих режим резонансной настройки. Поэтому целесообразно автоматически настраивать дугогасящую катушку не только в нормальном режиме, но и при замыкании на землю как в режиме установившегося, так и перемежающегося замыканий.

Методы управления компенсацией в нормальном режиме:

— поддержание заданного угла между напряжением смещения нейтрали и одним из линейных напряжений;

— поддержание максимального напряжения смещения нейтрали;

— непосредственное сопоставление измеряемых емкостей сети и индуктивности катушки.

Для применения резонансной настройки с помощью поддержания фазы напряжения смещения нейтрали необходимо стабилизировать фазу напряжения несимметрии сети $U_{нес}$. Это достигается:

— обеспечением различия емкостей одной и той же фазы всех ЛЭП;

— подключением к одной из фаз сети конденсатора;

— подключением катушки к нейтрали трансформатора, у которого число витков одной фазы обмотки отлично от числа витков других фаз;

— подачей на контур сети напряжения через специальную обмотку дугогасящей катушки, отключаемого при замыкании на землю.

При использовании конденсатора его емкость может быть равна 2% от емкости сети. В режиме замыкания этот конденсатор увеличивает ток замыкания на землю. Если по условиям выбора конденсатора его емкость создает в месте замыкания ток больший 1 А, то при замыкании на землю иногда целесообразно отключать конденсатор.

Наличие искусственной несимметрии, превышающей случайные изменения естественной несимметрии, стабилизирует фазу результирующей несимметрией и позволяет выявлять резонансную настройку по фазе напряжения смещения нейтрали относительно фазных или линейных напряжений. Так, между U_0 и напряжением фазы, к которой подключен конденсатор, угол равняется 90°. Этот угол выявляется фазочувствительным измерительным органом с зоной нечувствительности и выдержкой времени. Регулятор действует в направлении ввода угла в заданную зону при условии, что

его отклонение от заданного превышает нечувствительность. Чтобы избежать действия регулятора при переходных процессах, он имеет выдержку времени. Однако необходимо преодолеть трудность, заключающуюся в том, что при значительной расстройке v напряжение U_0 существенно снижается и измеряемая величина может оказаться в пределах зоны нечувствительности регулятора. Если режим настройки случайно оказывается в этой области, то система автоматического управления не может его вывести в оптимальный режим. Чтобы избежать этого, зона нечувствительности регулирования должна зависеть от U_0, уменьшаясь с его снижением. Это, с одной стороны, обеспечивает вывод настройки из области больших v, а с другой — исключает нежелательные автоколебания.

Подмагничиваемая дугогасящая катушка управляется с помощью бесконтактных элементов непрерывно. В этом случае можно воспользоваться *экстремальным* управлением, обеспечивающим максимальный модуль напряжения смещения нейтрали. Регулирование индуктивности подобных катушек производится в режиме автоколебаний, достигаемых циклами управления для обеспечения максимального модуля U_0.

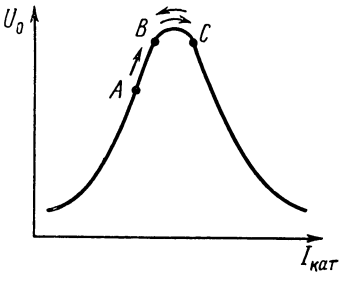


Рис. 5.11. Характеристика настройки с помощью регулятора экстремального действия

Направление управляющего воздействия изменяется на противоположное при снижении U_0, а при его повышении продолжается в том же направлении до достижения экстремума U_0 (рис. 5.11). После этого изменения управляющего воздействия начнут сопровождаться отрицательными изменениями модуля U_0 и, следовательно, режим попеременно будет переходить из точки A в точки B и C, т. е. возникает режим устойчивых автоколебаний.

Емкостная проводимость фаз в кабельных электрических сетях практически симметрична; несимметрия напряжений, вызываемая подключением конденсатора к одной из фаз, достаточно стабильна.

В воздушных сетях положение значительно сложнее. Здесь соотношение емкостных проводимостей фаз на участках с различными транспозиционными условиями из-за операций в сети может изменяться.

Для управления на основе сопоставления индуктивности дугогасящей катушки и емкости сетей необходимо их знать. Показателем индуктивности дугогасящей катушки является ее ток подмагничивания. Зависимость этих двух величин воспроизводится с помощью функционального преобразователя.

Емкостную проводимость сети можно определить непосредственным измерением, прикладывая напряжение непромышленной час-

тоты от постороннего источника к нейтрали. Отношение тока соответствующей частоты, протекающего через нейтраль, к напряжению дает при $g=0$ следующее соотношение:

$$I_0/U_0=\sqrt{g^2+b^2}\approx\omega_0 b/\omega.$$

Если на нейтрали напряжение от постороннего источника стабилизировать, то измеряемый ток будет пропорционален емкостной проводимости. С помощью функционального преобразователя используется взаимосвязь между током подмагничивания дугогасящей катушки и ее индуктивной проводимостью, а затем устанавливается соответствие между емкостной проводимостью сети (измеряемым током) и требуемым током подмагничивания.

Подобное управление посредством функционального преобразователя (управление по возмущению) обладает ограниченной точностью, но может использоваться.

5.9. РЕЖИМ ЗАМЫКАНИЯ ФАЗЫ НА ЗЕМЛЮ

Замыкание на землю компенсированной сети сопровождается переходным процессом, состоящим из двух этапов:

1) разряда емкости поврежденной фазы и заряда емкостей неповрежденных фаз при одинаково направленных токах в месте замыкания;

2) установления индуктивного тока компенсации, протекающего через место повреждения.

Эквивалентная схема замещения нулевой последовательности сети приведена на рис. 5.12. Здесь L, C и R — соответственно индуктивность, емкость и активное сопротивление сети, а $L_{кат}$ и $R_{кат}$ — индуктивность и активное сопротивление дугогасящей катушки.

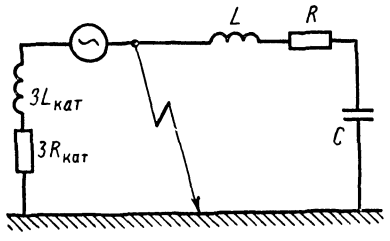


Рис. 5.12. Эквивалентная схема замещения нулевой последовательности

Замыкания на землю сопровождаются возникновением в зависимости от параметров сети затухающей частоты в воздушной сети 300—1500 Гц, в кабельной 1500—3000 Гц, которая накладывается на основную частоту. Максимальный ток замыкания на землю зависит от момента возникновения повреждения. Если повреждение происходит в момент, когда напряжение равно нулю, то переходный ток отсутствует. Индуктивный ток компенсации устанавливается гораздо медленней. В течение 4—7 периодов протекает значительный ток замыкания на землю, а затем (при $v=0$) — лишь его активная составляющая в сочетании с токами высших гармоник.

При отключении повреждения напряжение смещения нейтрали затухает во времени до нового установившегося состояния. Замыкание на землю равносильно включению между фазой и землей дополнительной проводимости $1/R_n$ (см. рис. 5.6).

Аналогично выражениям, приведенным в § 5.6, в установившемся состоянии напряжение смещения нейтрали равно

$$\dot{U}_0=U_\Phi\frac{j\omega C_1+a^2j\omega C_2+aj\omega C_3+1/R_n}{j\omega(C_1+C_2+C_3)-j/\omega L_{кат}+1/R+1/R_n}=$$

$$=U_\Phi\frac{j\omega C_1+a^2j\omega C_2+aj\omega C_3}{j\omega(C_1+C_2+C_3)-j/\omega L_{кат}+1/R+1/R_n}+$$

$$+U_\Phi\frac{1/R_n}{j\omega(C_1+C_2+C_3)-j/\omega L_{кат}+1/R+1/R_n},$$

где $1/R=1/r_{кат}+3/r$.

После дополнительных преобразований

$$\dot{U}_0=U_\Phi\left[\frac{U_{нес}}{v-j(d_n+d)}+\frac{1}{1+(d+jv)/d_n}\right]=\dot{U}_{01}+\dot{U}_{02}. \quad (5.11)$$

Здесь дополнительный коэффициент успокоения

$$d_n=\frac{1}{R_n\omega(C_1+C_2+C_3)}=\frac{U_\Phi}{R_nI_C}=d\frac{R}{R_n}.$$

Следовательно,

$$R_n=U_\Phi/d_nI_C=Rd/d_n.$$

Если $R_n=0$, то $d_n=\infty$; и, наоборот, если $R_n=\infty$, то $d_n=0$.

Из (5.11) следует, что напряжение смещения нейтрали содержит две составляющие, первая из которых U_{01} представляет собой величину, обусловленную напряжением несимметрии $U_{нес}$ (при подключении к фазе дополнительной проводимости $1/R_n$ и отсутствии на ней напряжения U_1). Вторая составляющая U_{02} обусловлена действием напряжения U_1 при отсутствии напряжения несимметрии (см. рис. 5.6, *б*).

Составляющая U_{01} содержит в качестве независимых переменных d_n и v. Задавая по очереди одну из них постоянной и варьируя второй, получим систему из двух круговых диаграмм, в которых d_n входит в составляющую d. При этом конец вектора напряжения смещения нейтрали расположен в точке, принадлежащей обоим окружностям, т. е. на их пересечении (см. рис. 5.8, 5.9). Из (5.11) следует, что если $R_n=0$, $d_n=\infty$, то $U_{01}=0$, $U_{02}=U_\Phi$.

Составляющая U_{02} также имеет две независимые переменные, которые нужно поочередно варьировать.

Полагая U_Φ вещественным, имеем

$$U'_0=\frac{d_nU_\Phi}{(d+d_n)+jv}=\frac{d_nU_\Phi[(d_n+d)-jv]}{(d+d_n)^2+v^2}.$$

Следовательно, и здесь напряжение смещения нейтрали содержит вещественную и мнимую составляющие:

$$U_{02}=U'_{02}+jU''_{02}.$$

Взаимосвязь между параметрами режима, представляющими интерес при эксплуатации, можно получить построением круговых диаграмм, для чего найдем сумму квадратов вещественной и мнимой составляющих:

$$(U'_{02})^2+(U''_{02})^2=(U_\Phi d_n)^2/[(d+d_n)^2+v^2]=U_\Phi U_\Phi\frac{d_n^2+dd_n-dd_n}{(d+d_n)^2+v^2}=$$

$$=U_\Phi U'_{02}+U_\Phi\frac{d}{v}U''_{02}.$$

При неизменном d переменными являются d_n и v, изменяющиеся в широких пределах. Параметрами для построения круговых диаграмм являются также v и d_n, поочередно принимаемые постоянными. Дополняя уравнения до квадратов суммы величин и исключая d_n, получаем

$$(U'_{02}-U_\Phi/2)^2+(U''_{02}-U_\Phi d/2v)^2=\frac{U_\Phi}{2}(1+d^2/v^2).$$

Данное уравнение представляет собой окружность с центром, имеющим координаты $U_\Phi/2$, $U_\Phi d/2v$, проходящую через начало координат (рис. 5.13).

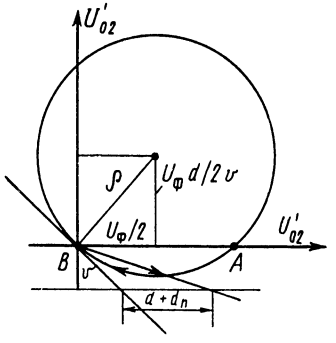


Рис. 5.13. Круговая диаграмма U_0 при замыкании на землю и $d=$const

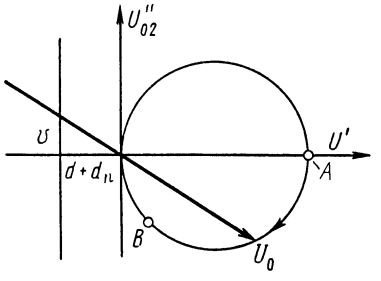


Рис. 5.14. Круговая диаграмма U_0 при замыкании на землю и $d_n=$ =const

Если $v=0$, то $U_{02}''=0$, следовательно, окружность вырождается в ось вещественных значений. При металлическом замыкании на землю $d_n=0$ и конец вектора U_{02} совмещается с точкой A. В нормальном режиме $d_n=\infty$ и рабочей точкой является B.

Одновременно выполняется соотношение

$$U''_{02}/U'_{02}=(d+d_n)/v.$$

Таким образом, величину d_n можно найти на шкале в качестве отрезка горизонтальной линии, проведенной на расстоянии v от оси вещественных значений, между продолжением вектора U_{02} и касательной к окружности в начале координат.

В том случае, когда $d_n=$const, устраняя из уравнения переменную v и дополняя его до квадрата суммы величин, получим

$$\left(U'_{02}-U_\Phi\frac{d_n}{2(d+d_n)}\right)^2+(U''_{02})^2=U_\Phi^2\left(\frac{d_n}{2(d+d_n)}\right)^2.$$

Это уравнение представляет собой окружность, проходящую через начало координат с центром, имеющим координаты $(U_\Phi d_n/(d+d_n),\ 0)$, и радиусом, равным $U_\Phi d_n/(d+d_n)$. При резонансной настройке ($v=0$) конец вектора находится в точке A (рис. 5.14), а при отсутствии дугогасящей катушки ($v=1$) — в точке B.

Учитывая, что

$$-(U''_{02}/U'_{02})=v/(d+d_n),$$

величину v можно определить по шкале на прямой, проведенной параллельно оси мнимых на расстоянии $d+d_n$ от нее.

Диаграмма для определения напряжения смещения нейтрали содержит сочетание окружностей для $d_n=$const и $v=$const. Конец вектора U_{02} соответствует пересечению окружностей при заданных d_n и v.

Для металлического замыкания на землю $d_n=\infty$. Если $v=0$; то $U_{02}=0$; $U_{02}=U_\Phi$ и $U_0=U_\Phi$. Если $d_n=1$, $R_n=U_\Phi/Ic$, то $U_{02}=0{,}95\ U_\Phi$, $U_{01}=0{,}095\ U_\Phi$. При $d_n=0{,}0168$ (30 кОм для сети 35 кВ) $U_{02}=0{,}25\ U_\Phi$.

Из рассмотренного следует, что при увеличении d значение U_{01} уменьшается. И при $d_n>1$ им можно пренебречь. В то же время ясно, что при резонансной настройке дугогасящей катушки даже незначительное изменение проводимости одной из фаз приводит к заметному смещению нейтрали, фиксируемому устройствами контроля изоляции сети.

5.10. УПРАВЛЕНИЕ ДУГОГАСЯЩЕЙ КАТУШКОЙ В РЕЖИМЕ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Напряжение смещения нейтрали U_0 при эксплуатации определяется вольтметром, подключаемым к разомкнутому треугольнику трансформатора напряжения шин подстанции. Контрольные измерения возможны также в дугогасящих катушках, для чего в них предусматривается токовая обмотка (к ней подключается амперметр для измерения тока компенсации), и обмотка напряжения (к ней подключается вольтметр).

Появление замыкания на землю фиксируется при помощи реле тока или напряжения, приводящих в действие сигнализацию и указывающих на недопустимость вывода из работы дугогасящих устройств. Одновременно можно вводить в работу приборы, регистрирующие процесс замыкания на землю.

Для поддержания резонансной настройки дугогасящей катушки целесообразно продолжать управление ею также при возникновении замыкания на землю в сети. При этом различают установившееся замыкание и замыкание через периодически гаснущую (*перемежающуюся*) электрическую дугу.

Из § 5.9 следует, что при $v=1$ составляющей U_{01}, обусловленной напряжением несимметрии, можно пренебречь. Что касается составляющей U_{02}, обусловленной фазным напряжением, то при резонансной настройке ($v=0$) окружность круговой диаграммы (см. рис. 5.13) вырождается в ось вещественных величин и, следовательно, U_0 практически совпадает по фазе с напряжением замкнувшейся фазы.

Управление дугогасящей катушкой при *установившемся замыкании* на землю заключается в поддержании угла между

напряжениями U_0 и $U_ф$, равным 180° (с точностью зоны нечувствительности). Для определения такого угла нужно выбрать напряжение замкнувшейся фазы. Для этого измерительный орган снабжается избирателем замкнувшейся на землю фазы, с помощью которого соответствующее напряжение подводится к измерительному органу. Ток замыкания на землю в установившемся режиме содержит емкостный ток основной частоты и высшие гармоники. Их наличие обусловлено присутствием нелинейных элементов (железных сердечников трансформаторов в режиме насыщения, выпрямителей и преобразователей). Кроме того, при значительном напряжении смещения нейтрали проявляется нелинейность характеристики самой дугогасящей катушки. Схема замещения для высших гармоник такова, что емкостные проводимости увеличиваются с ростом номера гармоник. Поэтому в емкостном токе замыкания на землю имеется значительная часть тока, обусловленная гармониками. Если учесть, что дугогасящая катушка компенсирует лишь емкостный ток промышленной частоты, то при резонансной настройке через место замыкания протекает его активная составляющая и токи высших гармоник.

Измерительный орган подключается к трансформаторам напряжения через фильтр низшей частоты.

Характер замыкания через перемежающуюся дугу зависит от степени компенсации. В начальной стадии замыкания после погасания дуги повторные пробои происходят через 3—5 периодов, при расстройке $v=0{,}05$ — через 4—6 периодов, а вблизи резонансной настройки — через 10—13 периодов. В этом случае условия, создающиеся для погасания дуги, наилучшие.

Перемежающаяся дуга вызывает в контуре нулевой последовательности, образованном индуктивностью и емкостью, свободные колебания, частота которых зависит от степени расстройки:

$$f_{св}=f\sqrt{1-v}.$$

Следовательно, появление частоты, отличающейся от промышленной, свидетельствует о расстройке.

Управление дугогасящей катушкой в режиме перемежающегося замыкания на землю может производиться блоком дугового режима, на входе которого имеется частотный детектор из двух резонансных контуров, настроенных на частоты, равные 40 и 60 Гц. При управлении частота доводится до промышленной, при которой выходной сигнал детектора равен нулю. Отклонение частоты от промышленной (в ту или иную сторону) вызывает появление напряжения на измерительном органе. Это напряжение отличается знаком и приводит к управляющему воздействию, направленному на устранение отклонения частоты свободных колебаний от промышленной частоты. Частота свободных колебаний фиксируется во время горения дуги и при ее погасании с помощью реле с задержкой на возврат (соответствующего блока электроники) запоминается на время, превышающее промежуток между горением дуги.

5.11. ОПЕРАТИВНАЯ ПОДГОТОВКА РЕМОНТНЫХ РАБОТ

Ремонтные работы планируются и намечаются заранее. Частота проведения ремонтов определяется по нормам времени эксплуатации элементов между ремонтами, а также по текущей интенсивности использования ресурса оборудования.

Чтобы подготовить рабочие места для ремонтного персонала, производятся переключения в схеме сети, причем они осуществляются на основе заявок, поступающих не позднее чем за сутки до начала работ.

На рис. 5.15 приведены зависимости распределения относительного числа операций, связанных с ремонтными работами, от времени суток. Число заданий на ремонтные работы регулируется в определенных пределах. После окончания каждой из операций по

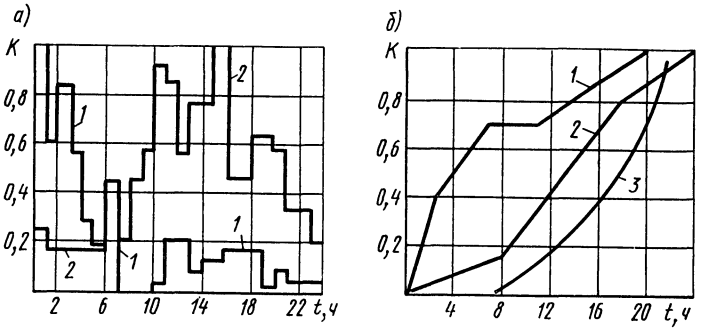


Рис. 5.15. Зависимости распределения относительного числа операций, связанных с ремонтными работами K, от времени суток:

а — суточные графики поступления заявок на плановые операции *(1)*, повреждений в сети ВН *(2)*; *б* — интегральные распределения поступлений заявок *(1)*, повреждений в сети ВН *(2)* и повреждений в сети НН *(3)*

подготовке ремонта оперативная бригада сразу приступает к выполнению следующей заявки. Их загрузка на этом этапе работы может считаться равномерной.

Операции по подготовке рабочих мест должны быть закончены к началу работы ремонтных бригад, т. е. к 8 ч утра. Если оперативные бригады не успели закончить работу, то ремонтные бригады будут простаивать. Это необходимо компенсировать либо сверхурочными работами, оплачиваемыми по более высоким тарифам, либо привлечением дополнительных трудовых ресурсов.

Любой ремонт элементов электрической сети связан со снижением ее надежности или с прекращением электроснабжения потребителей. Поэтому сразу после окончания ремонта элементы сети вводятся в работу, что выполняется оперативными бригадами. Время окончания ремонтных работ зависит от длительности ремонта. Задания на восстановление схемы сети поступают в течение всего рабочего дня и их распределение во времени достаточно неопределенно (имеет случайный характер). Для нормальной организации работы необходимо, чтобы сохранялось требуемое соответствие между числом оперативных и ремонтных бригад.

Продолжительности выполнения планового задания независимы друг от друга и случайны. Вероятности длительностей выполнения плановых операций $P_{\text{р}}(T)$ подчиняются экспоненциальному распределению [10]:

$$P_{\text{р}}(T) = 1 - e^{-T/\overline{T}} = 1 - e^{-\beta T}.$$

Плотность распределения

$$\varphi(T) = \frac{dP_{\text{р}}(T)}{dt} = \beta e^{-\beta T}.$$

Здесь $\overline{T}$ — среднее время выполнения одного задания, ч; $\beta = 1/\overline{T}$ — средний темп выполнения задания, ч^{-1}.

Ожидаемая задержка ремонтных бригад определяется, исходя из распределения суммарного времени выполнения числа заданий. Поэтому приходится ориентироваться на суммирование m независимых показателей, соответствующих числу заданий с одинаковым параметром β, что приводит к гамма-распределению с плотностью вероятностей, имеющей вид*

$$\varphi_{\text{р}}(t) = \frac{\beta^m Z^{n-1}}{(m-1)!} e^{-\beta Z},$$

где $Z(t)$ — последовательная сумма времени выполнения заданий, ч.

Само распределение проще всего определить разложением интеграла в ряд [10]

$$F_{\text{р}m} = \int \varphi_m(t)\, dt = 1 - e^{-\beta t} \sum_{m=1}^{k} \frac{(\beta t)^{m-1}}{(m-1)!} =$$

$$= 1 - e^{-\beta t}\left[1 + \beta t + \frac{(\beta t)^2}{1 \cdot 2} + \ldots + \frac{(\beta t)^{m-1}}{(m-1)!}\right].$$

Среднее ожидаемое число задержанных заданий

$$m_{\text{з}} = m\,[1 - F_{\text{р}m}(t \leqslant t_{\text{н}})] = mF_{\text{р}m}(t < t_{\text{н}}),$$

а среднее ожидаемое время их задержки

$$t_{\text{ож}} = m\overline{T}F_{\text{р}m}(t \leqslant t_{\text{н}}), \qquad (5.12)$$

где $t_{\text{н}}$ — располагаемое время завершения переключений для допуска к работе ремонтных бригад; $m\overline{T}$ — среднее время выполнения m заданий.

* *Хинчин А. Я.* Работы по математической теории массового обслуживания. — М. Издательство физико-математической литературы, 1963.

Ожидаемое число заданий, не выполненных ко времени $t_{\text{н}}$, сводится к ожидаемому (с определенной вероятностью) простою ремонтных бригад.

Ориентировочно среднее время выполнения одного задания подготовки ремонтных работ с учетом времени на транспорт, связь в городских электрических сетях составляет 1,5 ч. Для этих условий на рис. 5.16 приведены функции распределения суммарного времени выполнения m заданий для n бригад.

Предположим, что ремонтная бригада в среднем может приступить к работе через $0{,}8\overline{T}$ после начала работы оперативной бригады. Для трех операций (см. рис. 5.15) получим следующее время ожидания, бригадо-часы:

$$t_{\text{ож}} = (0{,}8 \cdot 1{,}5 + 0{,}8 + 1)\,1{,}5 + (0{,}8 + 2)\,1{,}5 = 8{,}1.$$

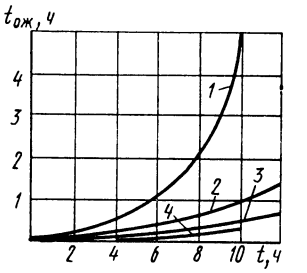


Рис. 5.16. Пример среднего времени ожидания $t_{\text{ож}}$ начала обслуживания заявок сети:

1 — одна бригада, средний темп обслуживания 1^{-1} ч; *2* — одна бригада, средний темп обслуживания $1{,}5^{-1}$ ч; *3* — одна бригада, средний темп обслуживания 2^{-1} ч; *4* — две бригады, средний темп обслуживания 1^{-1} ч

По кривым (см. рис. 5.16) можно оценить вероятность задержки ремонтных бригад. Так, например, если ремонтные бригады начинают работу в 8 ч, а оперативные бригады — в 0 ч, то вероятность того, что при двух заданиях вторая ремонтная бригада не будет иметь простоя, равна 95%. При четырех заданиях эта вероятность для последней ремонтной бригады снижается до 80%. Более раннее начало подготовки рабочих мест, улучшая это положение, снижает надежность электроснабжения при еще высоких нагрузках.

Аналогично решается задача для двух и более бригад. В этом случае темп выполнения заданий прямо пропорционален числу работающих бригад.

5.12. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Ремонт в электрических сетях включает в себя два комплекса: профилактические и собственно ремонтные работы. Одна часть профилактических работ предшествует ремонту, другая часть выполняется во время ремонта.

Цикл этих эксплуатационных работ охватывает период в 3—6 лет, координируемый многолетним графиком комплексной эксплуатации. В графике предусматриваются работы, относящиеся к воздушным линиям ВН подстанциям и линиям НН. В этот график включаются также осмотры, замеры загнивания древесины, ревизия разъединителей, измерения загнивания деревянных траверз, нагрузки и напряжения, проверка железобетона на коррозию и трещинообразование, чистка трассы, комплексный капитальный ремонт. В соответствии с многолетним графиком выполняются все работы, предусматриваемые «Правилами технической эксплуатации».

Накануне текущего года графики пересматриваются: демонти-

рованные объекты исключаются, новые объекты вводятся. Затем утверждаются работы на текущий год.

Под *комплексным ремонтом* понимают весь комплекс ремонтных работ, производящийся на определенном участке сети, включающем линии ВН, подстанции и сети НН за 1—2 отключения, согласованных с потребителями. При этом привлекается весь необходимый персонал, транспортные средства и механизмы. Опыт показывает, что подобная концентрация сил позволяет за счет лучшей организации работы, возглавляемой руководящим персоналом, более полного использования механизмов и транспорта повысить надежность эксплуатации, а также производительность труда на 10—15%, снизить продолжительность отключений и транспортные расходы.

В процессе комплексного ремонта производятся все виды работ, направленных на поддержание или восстановление первоначальных эксплуатационных характеристик и выполняемых с периодичностью более одного года. При этом производится ремонт изношенных деталей и элементов или их замена на более прочные или экономичные. За основу принимается перспективный график комплексного ремонта. Остальные виды работ составляются с учетом намеченной даты ремонта, объем которого уточняется на основе данных эксплуатационных проверок (наблюдений, измерений и др.). Периодичность комплексного ремонта кратна периодичности междуремонтных профилактических работ. В промежутках между комплексными ремонтами устраняются лишь повреждения и аварийные дефекты, которые недопустимо оставлять.

Особое значение в таких условиях приобретают профилактические проверки, осмотры, измерения объектов в период между ремонтами. Они проводятся не реже одного раза в год и в них принимает участие инженерно-технический персонал.

Информация для комплексного ремонта собирается в три этапа:

1. В предшествующем комплексному ремонту году проводится детальный осмотр объектов и регистрация всех дефектов при участии инженерно-технического работника, который будет руководить ремонтом. Осмотры включают проверку деревянных опор на загнивание на высоту до 3 м, железобетонных опор и пасынков на трещинообразование. Составляются акты дефектов, подлежащих устранению. Ремонтные работы планируются с учетом транспортных заданий и обеспечения материалами по карте местности.

2. За 1—3 мес до комплексного ремонта осуществляется повторный осмотр объектов инженерно-техническим работником, уточняющим при необходимости объем дефектов.

3. Во время комплексного ремонта при верховой ревизии, измерениях и других проверках могут быть выявлены дополнительные дефекты, устраняемые по ходу выполнения работ.

Проведение комплексных ремонтов сопровождается использованием рациональной документации, облегчающей их подготовку, для чего полезно применять ЭВМ.

Пример объема профилактических работ приведен в табл. 5.2.

Таблица 5.2. **Пример распределения объема профилактических работ между категориями персонала**

Работы	Состав персонала
Осмотр и восстановление обозначений на опорах линии	1 человек из эксплуатационной бригады (ЭБ)
Осмотр линии и замер загнивания древесины опор	То же
Ревизия разъединителей	2 человека из ЭБ и автомастерская
Проверка траверз на загнивание	То же
Ревизия плавких предохранителей	»
Проверка железобетонных опор и пасынков на трещинообразование	1 инженерно-технический работник

Типовой сетевой график комплексного ремонта воздушных электрических линий приведен на рис. 5.17.

Ремонту предшествует составление акта дефектов (*0*; *1*). Затем проводятся подготовительные работы (*1*; *2*), связанные с развозкой по трассам линий стоек, пасынков опор и др. Начинается комплексный ремонт отключением линий и подготовкой рабочих мест (*2*; *3*), которые обслуживают четыре бригады. Бригада *А* ремонтирует опоры (замена стоек, пасынков, траверз, выпрямление опор и т. д.) и заменяет коммутационные аппараты (соответственно *3*; *4* и *4*; *7*). Бригада *Б* проводит верховую ревизию линий, проверяет изоляторы (*3*; *5*) и крепление проводов на опорах, которые не заменяются; при необходимости регулирует провода и приводы коммутационных аппаратов (*5*; *7*) и заменяет их (*4*; *6*). Бригада *В* проводит ревизию коммутационных аппаратов (разъединителей, плавких предохранителей, автоматов и т. д.) на опорах, не подлежащих ремонту, а также проверяет контуры заземления (*3*; *7*). Бригада *Г* выполняет крупный ремонт, заменяет или ремонтирует провода (*4*; *6*). После этого линии включаются в работу (*7*; *8*).

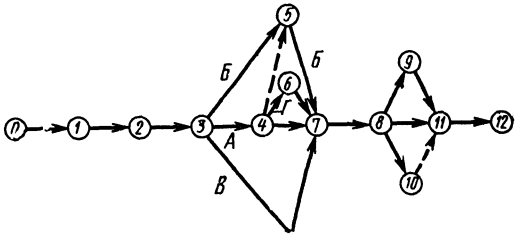


Рис. 5.17. Пример упрощенного сетевого графика ремонта воздушных линий

Ремонт контуров заземления (*8*; *11*), бандажирование опор для допропитки в наиболее уязвимых местах (*8*; *9*), уборка с трасс

демонтированных материалов (*8*; *10*), ремонт железобетонных пасынков (*9*; *11*) производятся при уже включенной линии. Работы завершаются оформлением документов и подписанием акта приемки линии после ремонта.

Критическим путем по времени выполнения между событиями (*2*; *8*) может стать путь работы любой из бригад *А*, *Б*, *В*, *Г*. Задача сокращения времени включения линии сводится к рациональному распределению механизмов и рабочей силы между бригадами и правильной координации их работы, а также выдачи им скоординированных временных графиков работы, уточняемых дополнительно в процессе ее выполнения.

Время выполнения работ определяется как отношение трудоемкости работ $T_р$, заданной нормами (человеко-часы), к численности

$$t_р = T_р/n.$$

Критическим оказывается максимальное время для одновременно выполняемых комплексов работ: $t_{кр} > t_р$.

При этом может оказаться, что бригады загружены неравномерно. Для количественной оценки этого фактора можно ввести коэффициент загрузки бригад

$$K_{загр} = t_р/t_{кр},$$

отражающий качество подготовки работ и в определенной степени потерю рабочего времени (вынужденные ожидания, неполную загрузку). При хорошо проведенной подготовке загрузка бригад должна быть примерно одинакова.

5.13. ТЕЛЕМЕХАНИКА И СВЯЗЬ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Для нормальной эксплуатации распределительной сети оперативный персонал должен получать своевременную информацию о событиях и параметрах режима. Наиболее важна информация о перерывах электроснабжения, связанных с повреждениями, которые сопровождаются автоматическим отключением коммутационных аппаратов на объектах, не имеющих постоянного дежурного персонала, а также о повреждениях, не связанных с немедленным отключением линий, но требующих быстрых мер по их устранению. Для получения такой информации используется телесигнализация.

Основной объем информации о подобных событиях должен поступать от подстанций — центров питания. К ней относятся:

— информация об отключениях выключателей на головных участках линий;

— показания приборов, фиксирующих параметры КЗ;

— сигналы о замыканиях на землю.

Телеуправление выключателями ЦП позволяет вести поиск повреждений в сети методом пробных включений с помощью одной выездной оперативной бригады, направляемой на линию. Телемеханическая информация от ЦП поступает на диспетчерский пункт обычно по высокочастотному каналу.

Сложнее получить информацию из сети, к которой относятся:

— информация об отключении секционирующего коммутационного аппарата;

— информация о срабатывании АВР.

Если информация не поступает автоматически, то сведения о прекращении электроснабжения поступают от потребителей с опозданием, а АВР не будет приведено в исходное, готовое к действию состояние. Кроме того, необходимо телеуправление секционирующим выключателем во избежание направления к нему второй бригады для поиска повреждений.

Учитывая, что распределительные сети имеют многочисленные ответвления с присоединенными к ним трансформаторными пунктами, организовать высокочастотные каналы по ним практически невозможно. Поэтому информацию на ЦП или диспетчерский пункт (ДП) нужно передавать другими способами.

Одним из способов передачи информации об отключении секционного выключателя (при известном положении выключателя линии в ЦП) может быть появление тока КЗ. Так, например, двукратное появление тока КЗ при условии, что выключатель в ЦП не отключался, свидетельствует о том, что на секционном выключателе было однократное неуспешное АПВ. Можно воспользоваться также устройством, фиксирующим суммарную длительность протекания тока КЗ. Однако надежность подобной информации недостаточна, так как на ее основе нельзя судить об успешности или неуспешности АПВ секционного выключателя.

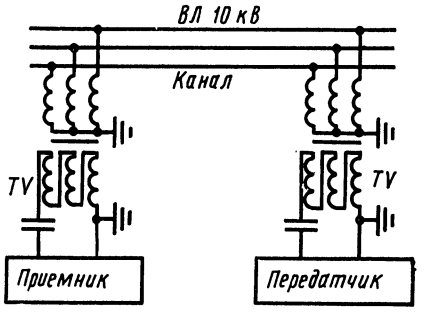


Рис. 5.18. Контур нулевой последовательности в качестве канала передачи информации

Телесигнализацию можно осуществить и на основе упрощенных каналов, в качестве которых используется контур нулевой последовательности, образуемый открытым треугольником трансформаторов напряжения (их индуктивность компенсируется последовательно включаемой емкостью) и тремя фазами линии сети (рис. 5.18). Сигналы передаются наложением на ток промышленной частоты тока нулевой последовательности другой частоты, циркулирующей в цепи «три фазы — земля». Сигналы отличаются их кодированием с помощью импульсно-временного принципа на основе

определенного сочетания длительностей импульсов частот и интервалов между ними. На приемном пункте сигналы дешифруются и фиксируются соответствующими визуальными устройствами.

Для защиты канала его устройства при однофазных замыканиях на землю выводятся из работы. Радиоканалы позволяют осуществить как телесигнализацию, так и телеуправление. Поэтому они наряду с радиотелефонными устройствами достаточно распространены в протяженных распределительных сетях. Для получения телемеханического радиоканала радиопередатчики и приемники оснащаются специальными телемеханическими приставками.

ГЛАВА 6

НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

6.1. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Энергетика является инфраструктурой, обеспечивающей энергетические нужды народного хозяйства. Эксплуатация ЭЭС, связанная с необходимостью поддержания элементов ЭЭС в рабочем состоянии, в ряде случаев приводит к плановым прекращениям электроснабжения потребителей. При отказах же происходят неожиданные прекращения электроснабжения. Как аварийные, так и плановые нарушения электроснабжения приводят к народнохозяйственному ущербу, под которым следует понимать снижение эффективности функционирования народного хозяйства.

Преднамеренные отключения производятся или в заранее предусмотренном порядке (по плану), или срочно для устранения замеченного дефекта, который может вызвать повреждение. Ущерб, возникающий в народном хозяйстве из-за отключений, зависит при прочих равных условиях от степени их неожиданности.

Заблаговременно предупрежденные об отключении потребители переносят смены, исключая нарушения технологического процесса и предотвращая порчу сырья. Так, например, при плановом ограничении потребления ущерб приблизительно равен 0,1 руб/(кВт·ч). Ущербы, связанные с внезапными отключениями, значительно больше.

Виды ущербов. Ущерб при плановых отключениях возникает из-за простоя оборудования и рабочей силы, причем недовыработку продукции можно компенсировать (при наличии резервов производственных мощностей) в другое время.

Этот ущерб можно считать пропорциональным количеству энергии W, неполученному потребителем за время перерыва электроснабжения. При отсутствии резервов на предприятии ущерб может быть в среднем по народному хозяйству оценен как отношение прироста национального дохода к приросту выработки электроэнергии и составляет примерно 0,3 руб/(кВт·ч).

Ущерб из-за внезапных отключений возникает вследствие порчи сырья, брака готовой продукции, возможных поломок оборудования и издержек на возобновление технологического процесса. Размер ущерба зависит от времени простоя оборудования $t_{пр}$. Чем длительнее простой оборудования, тем серьезнее последствия, которые необходимо устранить. Кроме того, ущерб связан и с относительной мощностью отключенного технологического оборудования и в среднем пропорционален ей в определенной степени α. В целом ущерб из-за внезапных отключений [10, 11]

$$У_{вн} = У_{вн\,max} t_n (\Delta P_*)^{\alpha},$$

где $У_{вн\,max}$ — ущерб из-за внезапных отключений при полном отключении производства; t_n — время отключения, ч; ΔP_* — относительное значение мощности отключенного оборудования; α — показатель, определяемый характером предприятия.

Суммарный ущерб от прекращения электроснабжения отдельных производств

$$У_{\Sigma} = У \Delta W + У_{вн\,max} t_n (\Delta P)^{\alpha}.$$

При обеспечении нагрузочных узлов $У_i$ ЭЭС ущерб в среднем

$$У_{узл} = \sum_{i=1}^{n} У_i \Delta W_i + \sum_{i=1}^{u} У_{вн\,max\,i} t_n \Delta P.$$

При ограничении потребления и автоматическом отключении потребителей необходимо учитывать размеры ущерба, стремясь к его минимизации.

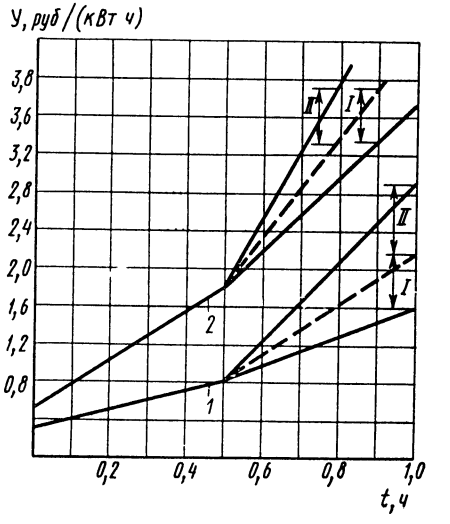


Рис. 6.1. Примерные размеры ущербов в зависимости от времени отключения:

1 — при отключении с предупреждением; *2* — при внезапном отключении; в отраслях: *I* — машиностроения, *II* — химии, нефтепереработки

Ориентировочные исходные данные для определения возможных ущербов от прекращения электроснабжения на различных промышленных предприятиях приведены в [11] На рис. 6.1 показаны примерные размеры удельных ущербов, возникающих при обесточении части производств различных отраслей промышленности.

Ущерб, возникающий из-за кратковременных перерывов электроснабжения, обусловленных работой АПВ и АВР, связан с нару-

шениями технологии, вызванными отключениями магнитных пускателей и сбоями работы силовой электроники и аппаратов управления. Несколько больше ущерб при срабатывани противоаварийной системы аварийного отключения нагрузки (САОН), используемой для сохранения устойчивости. Подобное отключение продолжается в течение 1—10 мин.

Из вышеизложенного следует, что ущерб зависит от двух составляющих: числа неожиданных отключений и их длительности. Первый показатель характеризует безотказность, а второй — ремонтопригодность элемента сети.

К безотказности следует отнести, например, такие качества, как прочность заделки опор в грунт; качество пропитки древесины опор, класс изоляции, качество грозозащиты.

Ремонтопригодность характеризуется организацией ремонтных работ, числом бригад, наличием материалов и механизмов и т. д.

Категории потребителей. Исходя из требований надежности электроснабжения электроприемники по действующим правилам относятся к одной из трех категорий, для которых регламентируется допустимая длительность перерыва питания.

Если перерыв электроснабжения потребителей связан с опасностью для жизни людей, угрозой дорогостоящему оборудованию, то их относят к потребителям первой категории. Перерыв электроснабжения для них допустим на 0,5—3 с (время работы АПВ и АВР). Частота нарушения электроснабжения подобных потребителей не должна превышать одного раза в сто лет. При этом учитывается создание местного резерва питания. Для потребителей этой категории обязательно двустороннее питание. Подключать эти потребители к САОН можно в случаях, когда их отключение допустимо в течение минут (производство алюминия, ферросплавов и т. п.).

К потребителям второй категории относятся производства, нарушение электроснабжения которых вызывает порчу продукции и существенные народнохозяйственные издержки. Для них допускается один-два перерыва электроснабжения в течение года с восстановлением питания вручную выездной аварийной бригадой за 1—2 ч. В крайнем случае это время определяется аварийным ремонтом линии или заменой трансформатора при складском резервировании.

Нарушение электроснабжения потребителей третьей категории необходимо устранить за время не более 24 ч. Это время определяется, например, временем выстывания систем теплоснабжения, которое для большинства районов СССР ограничивается сутками; временем допустимого нарушения электроснабжения холодильных установок и т. д.

Нарушения электроснабжения возникают в случаях, когда поврежденный участок сети отключается защитой. В сетях с изолированной или компенсированной нейтралью доля междуфазных замыканий, составляющая 15—70% от общего числа повреждений, зависит от конструкции сетей, состояния изоляции и значения тока в месте повреждения при однофазном замыкании на землю, обусловленного степенью компенсации емкостного тока. Известно, что ток, не превышающий 15 А, в сетях 6—20 кВ в большинстве случаев не приводит к переходу замыканий на землю в междуфазные. Работа распределительной сети с замыканием на землю не нарушает режима работы электроприемников. Вывод поврежденного участка сети, имеющего резервирование, производится без перерыва питания потребителей.

6.2. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Надежность работы ЭС зависит от:

— технической надежности элементов и устройств управления их работой;

— рациональных способов их эксплуатации (режима, профилактики);

— технической надежности энергетических объектов и системы в целом;

— свойств энергообъектов и систем, обусловленных средствами управления;

— безошибочности действий персонала.

Техническая надежность элементов формируется в процессе их конструирования, но зависит также и от методов эксплуатации. Надежность объектов и систем зависит от используемых схем соединения, выбираемых не только в процессе проектирования, но и в ходе эксплуатации. Суждение о надежности основывается на статистике, накапливаемой в процессе эксплуатации. Поэтому эксплуатационный персонал должен иметь представление о понятиях и соотношениях, используемых для оценки надежности ЭС.

Перерыв электроснабжения связан с понятием об отказе, вызывающем потерю работоспособности сети.

Для оценки вероятности отказов используются математические модели, в которых применяются основные понятия надежности. К ним относятся вероятность безотказной работы, вероятность отказа и интенсивность отказов.

Вероятность безотказной работы $P(t)$ характеризует вероятность того, что время t работы объекта до отказа будет не меньше заданного t_0:

$$P_0(t)=P(t_0 \geqslant t).$$

Этот параметр можно оценить как отношение числа оставшихся ко времени t в работе элементов (объектов) $N(t)$ к первоначальному их числу N_0:

$$P_0(t)=N(t)/N_0.$$

Вероятность отказа $Q(t)$ является величиной, дополняющей вероятность безотказной работы до единицы:

$$Q(t)=1-P_0(t).$$

Примеры зависимостей P_0 и Q от времени представлены на рис. 6.2, из которого видно, что вероятность возникновения за n лет повреждения, равна $Q_n(t)$.

Интенсивность отказов представляет собой математическое ожидание отношения вероятности отказов в единицу времени к вероятности безотказной работы:

$$\lambda(t)=(1/P_0(t))(dQ(t)/dt). \quad (6.1)$$

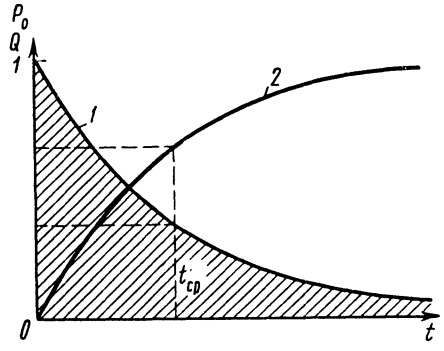


Рис. 6.2. Примеры зависимости P_0 *(1)* и Q *(2)* от времени

Оценки отношения числа отказавших элементов ко времени и числу первоначальных элементов

$$\hat{\lambda}(t)=\frac{\Delta N}{N(t)\,\Delta t},$$

где $\Delta N=N(t)-N(t+\Delta t)$.

Подобное отношение называют *условной плотностью вероятности возникновения отказа.*

График зависимости $\lambda=f(t)$, называющийся характеристикой жизни объекта, изображен на рис. 6.3. Для элементов ЭС различают три периода эксплуатации. Первый *(I)* — это период приработки, во время которого выявляются заводские и монтажные дефекты. В этом периоде интенсивность отказов уменьшается с течением времени. Второй *(II)* — период нормальной эксплуатации, в течение которого интенсивность отказов практически постоянна.

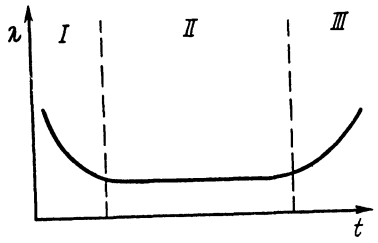


Рис. 6.3. Характеристика жизни объекта

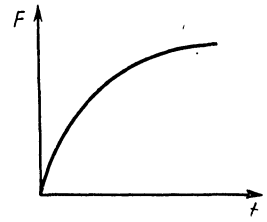


Рис. 6.4. Функция распределения вероятностей времени восстановления электроснабжения

Третий период *(III)* характеризуется ростом интенсивности отказов, вызванным интенсивным износом, старением и необратимыми физико-химическими процессами в материалах.

Если известна удельная повреждаемость, например, линии $\lambda_л$, то в среднем в течение года число перерывов

$$N=\gamma P_a \lambda l,$$

где γ — доля междуфазных повреждений; P_a — вероятность отказа автоматики (АПВ и АВР); l — длина линии.

Период, за который в среднем можно ожидать один перерыв, равен $T=1/N$.

Величины λ задаются обычно в долях суток (года). Например, если в течение года в среднем ожидаются два повреждения, то $\lambda=2/365=5{,}5\cdot10^{-3}$ в день.

Вероятность перерыва питания равна $Q=1-0{,}9945=0{,}0055$, или 5,5%. Если же применить АВР, имеющее долю отказов 0,02, то вероятность перерыва питания снижается до $Q=0{,}02\cdot0{,}0055\approx1{,}1\times\times10^{-4}\approx0$.

Длительность перерыва электроснабжения характеризуется временем, в течение которого электроснабжение восстанавливается при помощи автоматики или персонала. Функция распределения вероятностей времени восстановления электроснабжения приведена на рис. 6.4.

Среднее время восстановления электроснабжения с помощью аварийных бригад в городских резервированных сетях 6—10 кВ составляет около 1 ч; среднее время ремонта кабеля — около 1,5—2 сут; замена трансформатора — около 7 ч.

Среднее значение параметра является важной его характеристикой, получаемой на основе статистических данных.

6.3. ПОВРЕЖДЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Число повреждений в распределительных сетях зависит от конструкции линий, срока их службы и уровня эксплуатации. В табл. 6.1, 6.2 приведены данные о повреждениях в воздушной распределительной сети, имеющей хороший уровень эксплуатации. Из табл. 6.1 следует, что в сети ВН в среднем в год возникают 6 устойчивых повреждений на 100 км линий, а в сети НН — 13 повреждений на 100 км.

На рис. 6.5 показана зависимость относительного числа повреждений по месяцам года (зимой повреждения обусловлены температурными явлениями, а летом — грозами). На рис. 6.6 приведена зависимость среднего числа повреждений по дням недели (рост числа повреждений в середине недели обусловлен наибольшей интенсивностью деятельности людей). На рис. 6.7 дана средняя зависимость интенсивности повреждений по часам суток (в ночное

Таблица 6.1. **Повреждения в распределительных сетях в год**

Повреждения в распределительных сетях	Число
Повреждения в сети ВН	
Устойчивые повреждения на 100 км линий, в том числе:	6
опор	1,5—2
изоляторов	1,5
проводов	0,25
Повреждения разъединителей	1
Повреждения на 100 трансформаторных пунктов (ТП) в том числе:	5
трансформаторов	2,25
вентильных разрядников	0,8
Перегорание фаз предохранителей ВН на 100 км линий	0,1
Повреждения в сетях НН	
на 100 км линий	13
на 100 ТП	80
Повреждения, устраняемые заменой предохранителей на 100 ТП	40
	23,1
Повреждения на 100 км линий	
опор (в бурю)	48
установок НН (на 100 ТП)	80

Примечание. Для ликвидации одного повреждения транспорт проходит в среднем 73 км.

Таблица 6.2. **Распределение повреждений в распределительных сетях**

Тип повреждения	Доля повреждения, %
Повреждения, вызванные:	
природными воздействиями	35—50
деятельностью людей	25—35
Повреждения:	
на линиях	75
в ТП	7,4
у абонентов	17,6
Повреждения в сильную бурю	
проводов	33
опор	22
изоляторов	19
крюков изоляторов	8

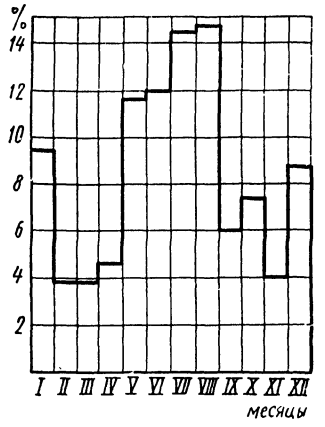


Рис. 6.5. Зависимость относительного числа повреждений по месяцам года

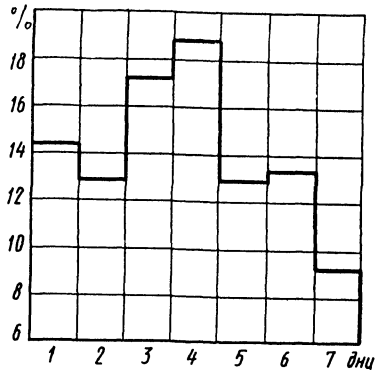


Рис. 6.6. Зависимость относительного числа повреждений по дням недели

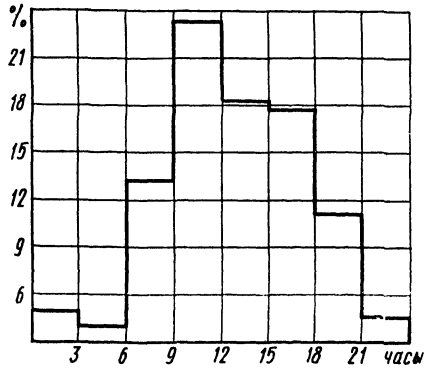


Рис. 6.7. Зависимость относительной интенсивности повреждений по часам суток

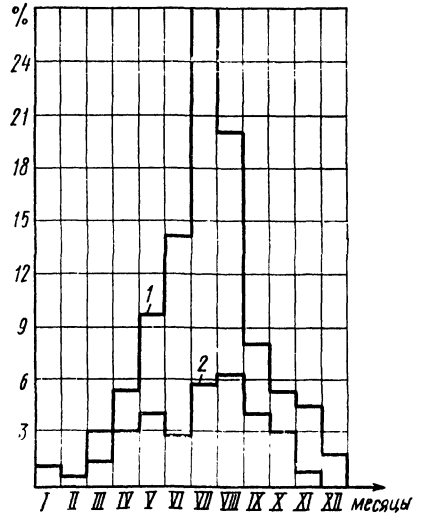


Рис. 6.8. Распределение повреждений по месяцам года *(1)*, в том числе устойчивых, сопровождающихся срабатыванием релейной защиты *(2)*

время число повреждений существенно ниже, что определяет организацию работы эксплуатационного персонала).

Междуфазные замыкания сопровождаются отключением линии выключателем в связи с работой релейной защиты. Часть повреждений устраняется. Доля устойчивых повреждений, сопровождающихся срабатыванием релейной защиты, по месяцам года приведена на рис. 6.8.

Значительное число повреждений возникает в результате междуфазных замыканий во время гроз. Удельное число грозовых повреждений по месяцам года показано на рис. 6.9, распределение

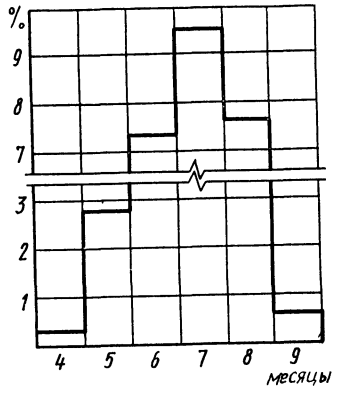


Рис. 6.9. Удельное число грозовых повреждений по месяцам года

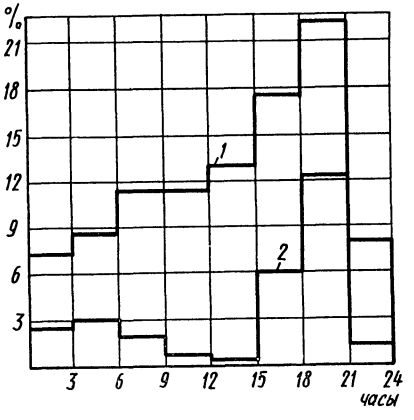


Рис. 6.10. Распределение грозовых повреждений по времени суток:
1 — общее число; *2* — устойчивые повреждения

грозовых повреждений по времени суток — на рис. 6.10, из которого следует, что основное их число приходится на время от 15 до 21 часа.

Наиболее интенсивны повреждения во время бурь, когда для устранения многочисленных повреждений требуется мобилизация всего персонала и всех материальных ресурсов.

6.4. ОРГАНИЗАЦИЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОВРЕЖДЕНИЙ

Если оперативная подготовка ремонтных работ планируется заранее, то возникновение повреждений, которые должны ликвидироваться оперативными бригадами, относится к случайным событиям. Темп устранения повреждений определяется соотношением потока повреждений и возможности их ликвидации. Если оперативная бригада свободна, то она немедленно начинает ликвидацию повреждения. В том случае, когда бригада выполняет другое задание, неизбежно некоторое ожидание. Наличие свободных бригад при

отсутствии заявок вызывает простой бригад. Оба случая связаны с издержками.

Ситуация, связанная с устранением повреждения, характеризуется структурной схемой, изображенной на рис. 6.11. Поток заявок *1* формируется в очередь (с учетом приоритетов) *2*, поступающую в каналы обслуживания *3* по мере освобождения бригад. Задача минимизации издержек решается выбором близкой к оптимальной организации оперативного обслуживания сети. Для выбора рациональной организации оперативного обслуживания используют функции распределения (по часам суток) заявок на устранение повреждений и восстановление схем сети после окончания ремонтов. Примеры подобных суточных графиков и функции распределения приведены на рис. 5.15, из которого (а также из рис. 6.7), следует, что число повреждений ночью невелико. Поэтому результаты анализа данной ситуации отнесем к оперативным бригадам, работающим в остальное время суток. Предполагая, что в это время поток заданий равномерен, его распределение экспоненциально.

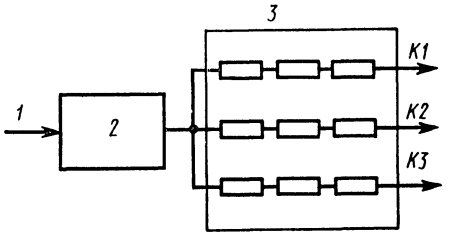


Рис. 6.11. Схема поступления заявок

Используя методы теории массового обслуживания * и учитывая, что время обслуживания также подчиняется экспоненциальному распределению, можно определить вероятность того, что все обслуживающие бригады с в о б о д н ы [10]:

$$P_c = 1 \Big/ \sum_{i=0}^{n-1} \frac{(n\rho)^i}{n!} + \frac{\beta}{(n-1)!\,(n\beta - a)} \rho^n, \qquad (6.1)$$

где n — число одновременно работающих бригад; ρ — коэффициент загрузки оперативных бригад ($\rho = a/n\beta < 1$); β — средний темп обслуживания заявок одной бригадой, $ч^{-1}$; a — средняя частота поступления заявок, ч.

Например, при одной оперативной бригаде

$$P_{c1} = 1 \Big/ \left[1 + \frac{\beta}{\beta - a}\,\rho\right] = \frac{\beta - a}{\beta},$$

а при двух

$$P_{c2} = 1 \Big/ \left[1 + \rho + \frac{\beta}{2\beta - a}\,\rho^2\right].$$

* *Хинчин А. Я.* Работы по математической теории массового обслуживания. — М. Издательство физико-математической литературы, 1963.

Вероятность того, что все обслуживающие бригады заняты,

$$P_з = \frac{\beta\rho^n}{(n-1)!\,(n\beta - a)} P_с. \qquad (6.2)$$

Вероятность того, что время ожидания начала обслуживания больше T,

$$1 - F(T) = P_з e^{-(n\beta - a)T} \quad (T \geqslant 0). \qquad (6.3)$$

Среднее время ожидания начала обслуживания

$$T_{ож} = P_з/(n\beta - a). \qquad (6.4)$$

На основании (6.4) можно оценить качество оперативного обслуживания сети и при необходимости улучшить ее организацию.

Зависимости среднего времени ожидания от числа заявок, поступающих за период с 8 до 20 ч, для различного числа бригад приведены на рис. 5.16. Из него следует, что эффективность сокращения среднего времени обслуживания велика. Так, например, сокращение времени с 1-й до 0,5 ч снижает (при шести заявках в смену) время ожидания начала обслуживания с 1 ч до 0,17 ч. Это по эффекту близко к результату, достигаемому использованием второй бригады при времени обслуживания, равном 1 ч (время ожидания 0,02 ч).

Стоимость содержания оперативной бригады равна 10—15 тыс. руб/год. Предполагая, что стоимость недоотпуска энергии 20—30 коп/(кВт·ч), и учитывая, что в среднем в сети НН 1 ч ожидания вызывает недоотпуск энергии, равный 50 кВт·ч на одну заявку, можно определить расчетные затраты на предотвращение аварийного недоотпуска одного киловатт-часа, возникающие из-за времени ожидания обслуживания. Полученные зависимости приведены на рис. 5.16. Из них следует, что вторая бригада целесообразна при шести заявках и среднем времени ликвидации повреждения, равном 0,667 ч, и восьми заявках при 0,5 ч.

На рис. 5.16 приведена зависимость вероятности различных времен ожидания для темпа обслуживания, равного 1 ч, и шести заявках за 12 ч. В этом случае ожидание, равное 3 ч, соответствует вероятности 10%; 4,5 ч — 5% и 8 ч — 1%. Это следует считать неудовлетворительным и требующим второй оперативной бригады.

6.5. МЕТОД ПРОБНЫХ ВКЛЮЧЕНИЙ

Время, необходимое для устранения повреждения в электрической сети, состоит из времени, затрачиваемого на его обнаружение, и времени на ремонт. Из рис. 6.12 следует, что время, затрачиваемое на обнаружение повреждения, соизмеримо с временем ремонта. Поэтому одной из важных задач эксплуатации является ускорение поиска повреждений.

В связи с тем, что схемы воздушных распределительных сетей разветвленные, для поиска повреждений приходится использовать метод пробных включений. Пример схемы ВЛ распределительной сети приведен на рис. 6.13. На ВЛ через определенные промежутки (2—3 км) установлены разъединители, с помощью которых ее части можно разделить, при условии, что линия отключена выключателем в ЦП.

Метод пробных включений заключается в разделении ВЛ на две части с последующим включением под напряжение одной из них. Это позволяет выяснить, на какой из частей имеется повреждение. Затем часть, содержащая повреждение, опять делится и испытывается. Процесс продолжается до локализации поврежденного участка имеющимися в сети коммутационными аппаратами с обеих сторон и восстановления электроснабжения потребителей, питающихся от неповрежденных участков электрической сети.

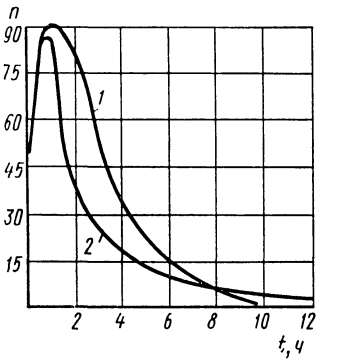


Рис. 6.12. Распределение времени, затрачиваемого на устранение повреждения (*1*) и его обнаружение (*2*) (*n* — число случаев)

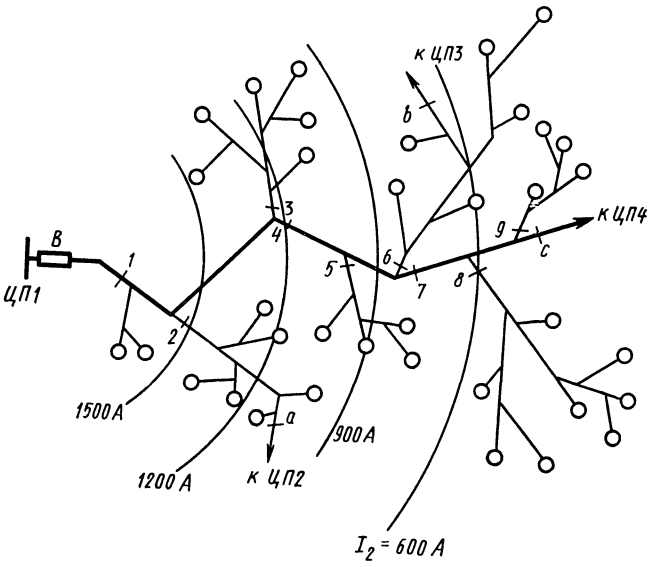


Рис. 6.13. Пример схемы ВЛ распределительной сети:
ЦП1—ЦП4 — центры питания; *1—9* — разъединители, находящиеся в замкнутом положении; *a, b, c* — разомкнутые разъединители в точках нормальных разрезов; *B* — выключатель головного участка линии; I_2 — эквитоковые линии

Последовательность операций пробных включений аварийной бригады следующая: 1) находясь у очередного секционирующего разъединителя, она связывается по радио с пунктом управления и просит отключить линию в ЦП; 2) отключает секционирующий

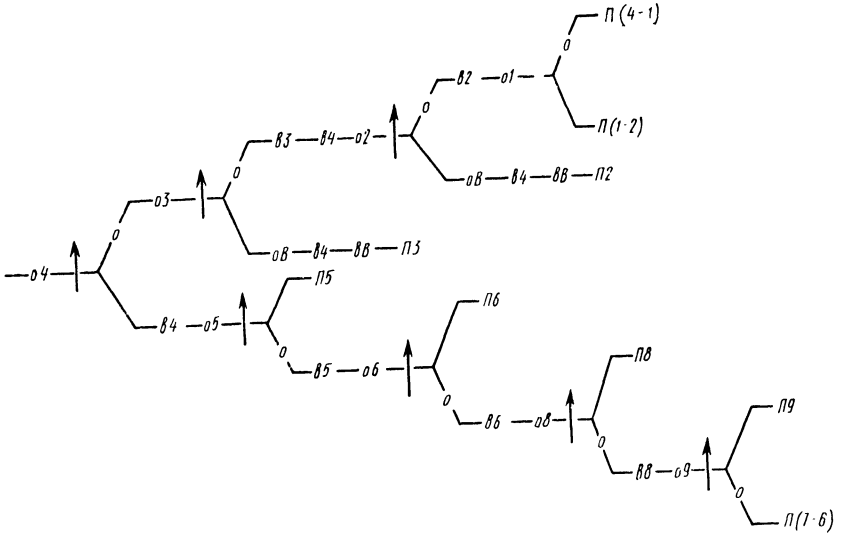


Рис. 6.14. Алгоритм пробных включений

Примечание: *О5* — включить разъединитель *5*; *В7* — включить разъединитель *7*; *П6* — повреждение на участке сети за разъединителем *6*; † — знак включения головного выключателя; Ω — отключение выключателя защитой

разъединитель; 3) просит включить линию в ЦП и получает информацию о результате пробного включения (наличие или отсутствие повреждения). Решение о дальнейших действиях принимается в зависимости от полученного результата. Ход пробных включений представляет собой многошаговый процесс, пример алгоритма которого для схемы, изображенной на рис. 6.13, приведен на рис. 6.14.

Поиск повреждения может быть более или менее рациональным. Опытные работники обычно используют более рациональную стратегию поиска, а менее опытные — нерациональную, приводящую к удлинению процесса поиска повреждения, что увеличивает ущерб от недоотпуска электроэнергии.

Суть оптимизации поиска повреждения методом пробных включений сводится к определению разъединителя, с отключения которого следует начинать поиск. После первого шага поиска для оставшейся части сети операция оптимизации повторяется в предположении, что эта часть была целой линией и т. д. Оценка оптимального пути последовательно повторяется по одним и тем же критериям. Целесообразно ориентироваться на методику, связанную с оценкой

объема информации, получаемой при каждом пробном включении.

Известно, что элементарными сигналами, используемыми для фиксации информации, являются сигналы «ДА» (1) и «НЕТ» (0). Число сообщений, которое могут зафиксировать n элементарных сигналов, равно $N=2^n$.

Число необходимых элементарных сигналов для фиксации сообщений

$$n=\log_2 N.$$

За единицу информации принимают количество информации, соответствующее одной из двух равновероятных возможностей («ДА» или «НЕТ»). Такую единицу называют *битом*.

Различным событиям соответствует определенная вероятность их возникновения. Количеством информации о событии ($И$) является логарифм обратной вероятности этого события:

$$И=\log_2(1/P)=-\log_2 P.$$

Например, если имеются два объекта и вероятность включенного состояния первого из них равна 0,99, а второго — 0,5, то количество информации, несущей сигнал о включенном положении первого объекта, равно

$$И_{вкл}=-\log_2 0{,}99\approx 0.$$

Сигнал же об отключенном положении этого объекта неожидан и несет большую информацию:

$$И_{откл}=-\log_2 0{,}01\approx 6{,}64.$$

Количество информации об изменении положения второго объекта существенно меньше:

$$И_{откл}=И_{вкл}=-\log_2 0{,}5=1.$$

Для получения среднего количества информации о двух событиях нужно усреднить значения количества информации с учетом вероятности каждого из них:

$$И_{\Sigma}=P_1И_1+P_2И_2.$$

Учитывая, что $И_1=-\log_2 P_1$ и $И_2=-\log_2 P_2$, получаем

$$U_{\Sigma}=P_1\log_2 P_1-P_2\log_2 P_2.$$

В общем случае, когда рассматриваются события с вероятностями $P_1, \ldots, P_n$, среднее количество информации на одно сообщение о событии определяется по формуле

$$И=-\sum_{i=1}^{n} P_i\log_2 P_i.$$

Зависимость количества информации о ситуации, складывающейся в результате двух событий (вероятности их наступления)

P_1 и $P_2=1-P_1$, от вероятности P_1 (см. рис. 6.15) вычисляется по выражению

$$И=-P_1\log_2 P_1-(1-P_1)\log_2(1-P_1).$$

При поиске повреждения целесообразно выявлять его в минимальное время. В этом смысле представляет интерес определение

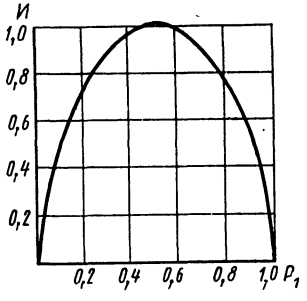


Рис. 6.15. Зависимость количества информации от вероятности P_1

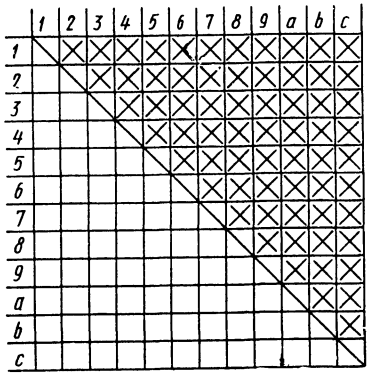


Рис. 6.16. Матрица затрат времени на поездки (в заштрихованных клетках указывается время при заданной средней скорости движения)

Обозначения те же, что и на рис. 6.13

оптимальной стратегии поиска для предельных (теоретически) случаев.

На практике приходится затрачивать немалое время как на переезды, так и на оперирование.

Если известны средняя скорость транспорта a; расстояния между местами установки разъединителей l, то время поездок можно определить по матрице, приведенной на рис. 6.16; где *1, 2, ...* — номера разъединителей.

Объем информации, получаемый в единицу времени при каждой операции пробного включения, можно вычислить по формуле*

$$И=\frac{-l_1\log_2 l_1-(1-l_1)\log_2(1-l_1)}{al_1+b},$$

где b — время на операцию.

* *Силаев Ю. М.* Способы и средства поиска повреждений в электросетях 6—35 кВ. — М.: Информэнерго, 1973.

Максимальный объем информации в единицу времени можно получить, приравнивая нулю производную $\partial И/\partial l_1$:

$$\frac{\partial И}{\partial l_1}=$$

$$=\frac{(al_1+b)[\log_2 l_1+\log_2(1-l_1)]-a[-l_1\log_2 l_1-(1-l_1)\log_2(1-l_1)]}{(al_1+b)^2}.$$

Упростив выражение, находим

$$(a/b)\log_2(1-l_1)+\log_2(1-l_1)-\log_2 l_1=0.$$

Перейдем к натуральным логарифмам, тогда

$$a/b=\ln_1 l_1/[\ln(1-l_1)]-1.$$

Зависимость $l_1=f(a/b)$ приведена на рис. 6.17. Из него видно, что с учетом времени, затрачиваемого на операции, целесообразно в процессе пробных включений разделять линию не пополам, а в точке, находящейся на более близком расстоянии от головного

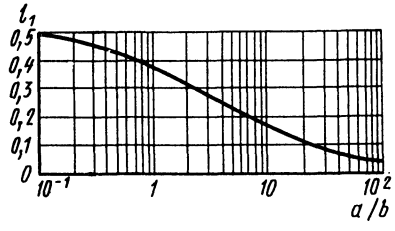


Рис. 6.17. Зависимость $l_1=f(a/b)$

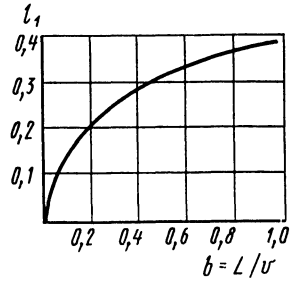


Рис. 6.18. Пример зависимости l_1 от b для условия $b=a$

участка, т. е. на расстоянии (0,25—0,33) от начала линии (в зависимости от соотношения времени, затрачиваемого на переезды и на оперирование). Зависимость l_1 от b для $b=a$ приведена на рис. 6.18.

Линии распределительной сети разветвлены. Учитывая, что в первом приближении повреждения равновероятны по длине, вероятность повреждения P, принимается с учетом разветвленности линии. Время выполнения операции поиска повреждений связано не с общей длиной сети, а с протяженностью дорог, по которым движется аварийный транспорт. Реальная оптимальная стратегия должна учитывать и свойства нагрузки, присоединяющейся вдоль сети неравномерно. В среднем РТ присоединяются через определенные расстояния и мощность потребителей различна.

Более общей задачей становится при учете различной народнохозяйственной значимости потребителей. Тогда она сводится к ми-

нимизации ущерба от недоотпуска электроэнергии. Здесь речь идет не о вероятностях повреждения, а о вероятности обеспечения потребителей с учетом их народнохозяйственной значимости с помощью весовых коэффициентов. Предполагая, что повреждения равновероятны по длине ВЛ, вероятность относительного народнохозяйственного ущерба от повреждения ее участка i можно определить по выражению

$$У_i = l_1 \sum_{j=1}^{n} \alpha_j P_j,$$

где l_1 — относительная длина участка; α_j — коэффициент народнохозяйственной значимости j-й нагрузки; P_j — мощность единичной нагрузки, присоединенной к участку линии.

Задача уточняется при учете предыстории повреждения. Например, если событию предшествовала буря, то больше вероятность повреждения линии на участках трасс, проходящих через лес, из-за падения на линию поврежденных деревьев. Если ему предшествовала гроза, то больше вероятность повреждения на участках трассы, проходящих по открытой местности, так как деревья в определенной мере экранируют ВЛ. Особенно велика вероятность повреждений на участках с высокими грунтовыми водами. В подобных ситуациях поиск смещается в первую очередь на участки ВЛ, повреждения которых возможны с большей вероятностью.

6.6. ПОИСК ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

Пробои и перекрытия изоляторов, падение деревьев при их касании одной фазы, обрывы проводов при падении оборванных концов на землю вызывают однофазные замыкания на землю. В месте замыкания протекает ток, обусловленный емкостью сети и небольшой составляющей активной проводимости. При компенсации емкостного тока через место повреждения протекает ток активной проводимости и остаточная часть реактивного тока, а также токи высших гармоник, не компенсирующиеся дугогасящей катушкой.

Протекание тока замыкания на землю при пробое изоляторов на деревянных опорах приводит к выгоранию крюков и другой крепящей арматуры, а зачастую и к загоранию опор. На железобетонных опорах при замыкании на землю и протекании значительных токов происходит повреждение бетона. При этом в наиболее нагретых местах плавятся также и крепления арматуры. Замыкание сопровождается нагреванием опоры и грунта, зависящим от тока и сопротивления заземления, постепенно снижающегося. Если в условиях влажного грунта достигнуто нормальное сопротивление заземления, то замыкание на землю сопровождается интенсивным выпариванием влаги, вызывающим рост сопротивления заземления. При этом опора оказывается под напряжением. Дуговые

замыкания разрушают железобетонную опору, плавится грунт, в котором укреплены опоры. В ряде случаев на пути протекания токов замыкания на землю образуются монолитные грунтовые глыбы или лучи.

Падение элементов опор, крепления которых оказываются поврежденными, вызывает обрывы проводов, переход однофазных повреждений в междуфазные. Падение опор может вызывать (в результате механических напряжений) повреждения элементов соседних опор. Протекание токов замыкания на землю создает опасные шаговые напряжения и напряжения прикосновения, которые могут быть опасны для людей и животных. В случае замыкания на землю через перемежающуюся дугу возникают опасные перенапряжения для изоляции сети и для оборудования.

Несмотря на то, что на электроснабжении потребителей замыкания на землю непосредственно не сказываются, их необходимо в кратчайшие сроки локализовать и устранить. Потребителей в этом случае можно перевести на резервное питание или предупредить об отключении (если нет резервного питания), снижая тем самым ущерб.

Сигнал о замыкании на землю поступает от устройств, реагирующих на напряжение разомкнутого треугольника трансформатора напряжения шин ЦП. Уставка срабатывания реле сигнализации должна быть отстроена от естественного напряжения несимметрии или (при наличии дугогасящей катушки) от напряжения смещения нейтрали. Наиболее трудно получить информацию о возникающем иногда замыкании на землю оборванного провода со стороны конца ВЛ. Ток замыкания на землю в этом случае ограничен, хотя напряжение прикосновения в месте замыкания достигает 2—3 кВ. Обычно сигнализация в этих случаях не срабатывает, и информация поступает от посторонних лиц.

Замыкание на землю с обрывом со стороны питания сопровождается нарушением симметрии емкостной проводимости и возникновением смещения нейтрали. Если в сети приняты меры для ограничения смещения нейтрали в режиме резонанса дугогасящей катушки, то для выявления заземления оборванного провода со стороны конца ВЛ можно применить дополнительное реле контроля замыкания на землю. Реле питается от промежуточного повышающего измерительного трансформатора напряжения с коэффициентом трансформации $1 : (5 \div 10)$ и увеличивает чувствительность сигнализации (рис. 6.19). Напряжение от открытого треугольника трансформатора напряжения шин подводится к этому устройству через нормально замкнутый контакт основного реле сигнализации. При появлении замыкания на землю в сети, питающейся от шин ЦП, срабатывает основное реле, которое, размыкая свой контакт, отключает чувствительную сигнализацию.

Аналогично можно определить целесообразные уставки срабатывания чувствительной ступени сигнализации и для других условий,

например при отсутствии дугогасящей катушки. Ступень сигнализации повышенной чувствительности используется со значительной выдержкой времени, чтобы избежать ложного действия. Ее настройку лучше испытывать в конкретных условиях эксплуатации сети.

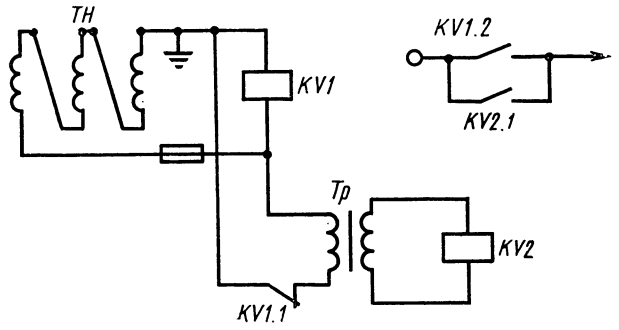


Рис. 6.19. Схема чувствительной сигнализации замыкания на землю:

ТН — вторичная обмотка трансформатора напряжения соединенная в открытый треугольник; *Тр* — повышающий трансформатор 1/5; *KV1—KV2* — реле сигнализации

После появления сигнала о замыкании на землю нужно выяснить, на какой из ВЛ произошло замыкание. Если на ВЛ имеются трансформаторы тока, образующие фильтр тока нулевой последовательности, то поврежденная ВЛ находится сразу. Если же такого измерителя нет, то данная ВЛ выявляется в результате поочередного кратковременного (на 1—2 с) отключения линии. Исчезновение сигнала является показателем наличия на ней замыкания на землю. Поиск замыкания на землю можно вести методом пробных включений. В этом случае ВЛ отключается только на время операций с секционирующими разъединителями, в оставшееся время она включена для избежания излишнего нарушения электроснабжения потребителей. В процессе поиска используется оптимальная стратегия (см. § 6.6).

В связи с тем, что метод пробных включений требует значительного времени, целесообразно использовать технические средства, которые смогли бы уменьшить число операций. Для этого можно применить измерительное устройство, имеющее антенну и усилитель. Оно может в связи с наличием в токе замыкания на землю увеличенного содержания высших гармоник, обнаружить их электромагнитные поля. На входе этого прибора имеется фильтр, настроенный на одну из присутствующих в токе замыкания на землю высших гармоник, например одиннадцатую. Показания прибора, имеющегося на выходе усилителя, свидетельствуют о наличии в токе гармоники, следовательно, протекании через обследуемое сечение ВЛ тока замыкания на землю. Обычно оперативная бригада

проверяет высшую гармонику в точках разветвления ВЛ, направляясь в соответствии с показанием прибора в нужном направлении.

Таким образом, быстрее определяют поврежденный участок линии, локализуют его и, устранив повреждение, восстанавливают электроснабжение питающихся от него потребителей.

Более надежно поиск замыкания на землю можно производить, измеряя индуктивную составляющую сопротивления замкнутого на землю контура сети. Для этого нужно подать в сеть в виде импульсов частоту, равную 300—550 Гц, от генератора, включаемого между «землей» и вторичной обмоткой трансформатора напряжения через последовательно включаемые конденсаторы.

6.7. ФИКСИРУЮЩИЕ ПРИБОРЫ

Фиксирующие приборы предназначены для фиксации параметров режима в момент возникновения КЗ в электрических сетях. В дальнейшем по этим параметрам с определенной погрешностью находится место повреждения. В зону, соответствующую ему, высылается аварийная бригада, которая после кратковременного поиска визуально обнаруживает повреждение. В зависимости от конфигурации и типа сети производится либо отделение повреждения с включением остальных участков сети в работу и последующим ремонтом, либо ремонт с последующим включением поврежденной ВЛ в работу.

С помощью приборов фиксируются параметры, характеризующие повреждение. Этими параметрами могут быть токи и напряжения обратной или нулевой последовательности, а также их различные комбинации, характеризующие сопротивления участков сети до места повреждения. Подобные приборы преобразуют токи и напряжения в показание, которое затем фиксируется до считывания его персоналом.

Существуют приборы с аналоговым и цифровым преобразованием. Учитывая, что приборы с аналоговым преобразованием устарели, в пособии они не рассматриваются.

Цифровое преобразование производится с помощью элементов цифровой электроники или устройств, построенных на микропроцессорной основе.

Различают одностороннее и двустороннее определение повреждения. В распределительных сетях, работающих с односторонним питанием, применяют одностороннее определение повреждения при помощи приборов, установленных в центре питания. В питающих сетях, работающих обычно в замкнутом режиме с многосторонним питанием, пользуются как двусторонним, так и односторонним определениями места повреждения. При одностороннем определении места повреждения отдают предпочтение вычислению индуктивной составляющей сопротивления сети от места установки фиксирующего прибора до места КЗ.

Информацию о зафиксированной величине необходимо передать в центр обслуживания сети. В связи с тем, что основная масса подстанций работает без обслуживающего персонала, для передачи информации необходимо либо иметь развитую сеть информационных наналов, либо применять другие формы передачи информации. Чем больше число фиксирующих приборов, тем бóльшие затраты средств и труда требуются для их эксплуатации. С эксплуатационной точки зрения следует отдать предпочтение приборам одностороннего определения места повреждения, так как в этом случае число используемых фиксирующих приборов в питающих сетях меньше в 4 раза.

К фиксирующим приборам необходимо отнести и указатели поврежденного направления, применяемые в распределительных сетях. Они предназначены для фиксирования направления протекания тока КЗ в местах разветвления сети. Это позволяет выездной аварийной бригаде безошибочно следовать в правильном направлении.

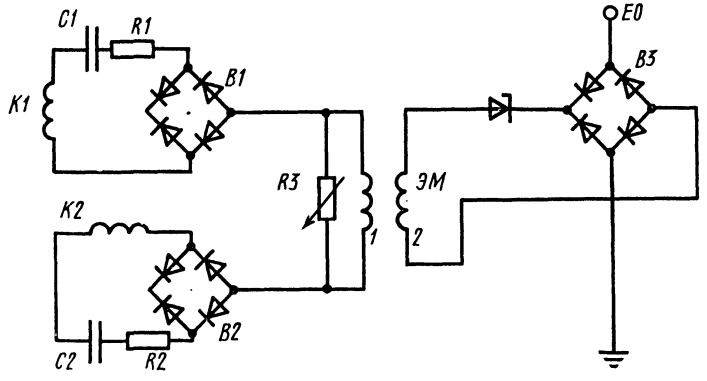


Рис. 6.20. Устройство для определения поврежденного направления:

K1, K2 — антенные катушки; *C1, C2* — конденсатор для компенсации индуктивностей цепей; *R1—R3* — резисторы; *B1—B3* — выпрямители; *ЭМ* — электромагнит; *EO* — емкостный отбор линии

Прибор (рис. 6.20) размещается на опоре между проводами ВЛ. Магнитное поле, создаваемое током КЗ, воспринимается антенными катушками прибора, в которых индуцируется ЭДС. Обусловленное ими напряжение выпрямляется и поступает на рабочую обмотку электромагнита, что приводит к повороту якоря и появлению флажка в окошке прибора. Вторая обмотка электромагнита — возвратная. Выпрямленное напряжение поступает на нее от емкостного отбора линии. Если на линии имеется напряжение, то возвратная катушка находится под током и якорь приводится в исходное состояние.

При появлении междуфазного повреждения ВЛ отключается релейной защитой и указатели поврежденного участка, находящиеся на пути протекания тока КЗ, срабатывают. Если же АПВ оказывается успешным, то на ВЛ появляется рабочее напряжение, благодаря которому приборы возвращаются в исходное состояние.

6.8. ПОИСК МЕЖДУФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ

Междуфазные замыкания сопровождаются возникновением тока КЗ, отключаемого релейной защитой. Обычно ВЛ распределительных сетей оснащены двукратным АПВ. У первого АПВ выдержка времени около 1 с, у второго — 15 с. Это объясняется тем, что часть повреждений ВЛ вызывается упавшими на провода предметами, спадание которых с проводов требует некоторого времени. Из опыта эксплуатации известно, что первое АПВ проходит успешно в 70% от всех имевших случаев, а второе АПВ — в 10%. Наблюдаются 5% успешных включений ВЛ вручную спустя несколько минут. При устойчивом повреждении ВЛ отключается и до его устранения прекращается электроснабжение потребителей.

При поиске повреждения наиболее распространен метод пробных включений, проводящийся в соответствии с оптимальной стратегией. К этому методу приходится прибегать и в случаях, когда на первоначальных стадиях поиска используются технические средства.

К техническим средствам поиска междуфазных повреждений в в первую очередь относятся приборы, фиксирующие параметры КЗ [токи, напряжения или отношение напряжения и тока (сопротивления) в момент КЗ]. Обычно при фиксации, например, тока для повышения чувствительности ориентируются на составляющие, отсутвующие в нормальном режиме. В сетях с изолированной или компенсированной нейтралью этой составляющей является обратная последовательность.

В связи с тем, что междуфазным замыканиям обычно предшествуют несимметричные замыкания, их всегда удается зафиксировать (исключение — включение на закоротку). Однако в этом случае персонал вспоминает место ее установки и искать повреждение не приходится. Для использования рационального числа фиксирующих приборов их устанавливают не на ВЛ, а на трансформаторах ЦП, что позволяет иметь один фиксирующий прибор на несколько отходящих ВЛ.

С помощью фиксирующих приборов можно выявить зоны, в области которых возникло повреждение. Для этого на карты-схемы ВЛ наносят линии, соответствующие показаниям приборов, например эквитоковые линии (см. рис. 6.13). Хотя зона между эквитоковыми линиями достаточно велика и неопределенность местоположения повреждения сохраняется, оперативный персонал может не обращать внимания на значительную часть схемы сети и сосредоточиться на наиболее вероятной области повреждения. Это позво-

ляет сократить время, затрачиваемое на поиск повреждения и транспортные издержки.

На точность показаний приборов, фиксирующих токи обратной последовательности, влияет переходное сопротивление в месте КЗ, из-за которого повреждение может оказаться несколько дальше. Поэтому вероятность не доехать до него больше, чем проехать мимо. На точность показания фиксирующих приборов влияет также нагрузка. В соответствии со схемой замещения сети, приведенной на рис. 6.21, часть тока обратной последовательности ответвляется в нагрузку сети, следовательно, прибор, установленный на трансформаторе, фиксирует меньший ток, чем протекающий в месте КЗ. В этом случае истинное местонахождение повреждения несколько ближе, чем по показаниям прибора.

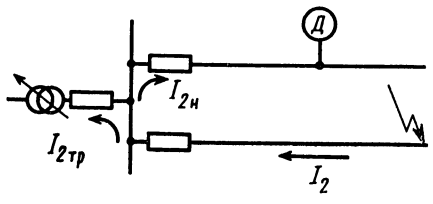


Рис. 6.21. Схема для определения распределения тока обратной последовательности

Влияние нагрузки можно приближенно учесть и внести коррективы в показание прибора (рис. 6.21):

$$I_{2к}=I_{2тр}+I_{2н}. \qquad (6.5)$$

В свою очередь,

$$I_{2тр}/I_{2н}=X_{2н}/X_{тр}.$$

Следовательно,

$$I_{2тр}/(I_{2к}-I_{2тр})=X_н/X_{тр}$$

и

$$I_{2к}=I_{2тр}(1+X_{тр}/X_н).$$

Индуктивное сопротивление нагрузки определяется в основном составляющей мощности двигателей

$$X_{дв}\approx 0{,}35U^2_{ном}/S_{ном.н}.$$

Учитывая, что

$$X_{тр}=\frac{U_{к\%}}{100}\cdot\frac{U^2_{ном}}{S_{тр}},$$

и подставляя эти величины в (6.5), получаем

$$I_{2к}=I_{2тр}\left[1+\frac{U_{к\%}}{35}\cdot\frac{S_{ном}}{S_{тр}}\right]. \qquad (6.6)$$

Обычно графики нагрузок ЦП примерно известны. Зная время возникновения устойчивого повреждения, можно определить нагрузку и долю мощности двигателей в ней. Подставляя ее в (6.6), можно найти коррекцию (в квадратных скобках), в которую нужно внести в показание фиксирующего прибора (рис. 6.22). Учитывая, что для $U_к=10\%$ отношение $U_к/35=0{,}28$, а $S_{ном}/S_{тр}<1$, коррекция может составить около 5—15%.

Для ускорения движения аварийной бригады в точках разветвления сети используются устройства, указывающие направление повреждения (см. рис. 6.20). Тогда оперативная бригада, направляющаяся в зону повреждения, подъезжая к разветвлениям ВЛ, по показаниям указателей продолжает движение в правильном направлении.

На последнем этапе поиска повреждения (его визуального обнаружения) иногда необходимо прибегнуть к одной-двум операциям пробных включений. Использование технических средств поиска повреждения сокращает время поиска повреждения более чем вдвое.

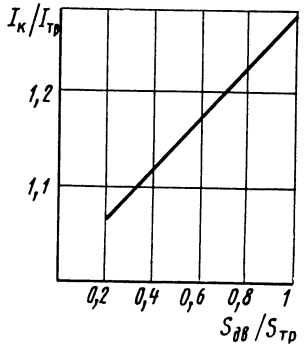


Рис. 6.22. Поправка для определения тока в месте КЗ при различных долях мощности двигателей при $E_к=10\%$

ГЛАВА 7

ЭКСПЛУАТАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

7.1. ОБСЛУЖИВАНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Электрические соединения в ЭЭС осуществляются в распределительных устройствах (РУ), включающих в себя схемы соединения; измерительные аппараты; устройства защиты от перенапряжения; аппараты, формирующие информационную сеть; коммутационные аппараты; электрические агрегаты; устройства защиты и автоматики. Схемы соединения РУ зависят от их назначения. Схемы подстанций сравнительно просты, а схемы соединения электростанций и объектов, выполняющих роль узловых пунктов сети ЭЭС, значительно сложнее. На таких объектах используются устройства защиты и автоматики, охватывающие большое число присоединений (дифференциальная защита шин, устройства резервирования отказа выключателей и т. п.).

Эксплуатацию РУ осуществляет персонал. Работы, проводимые в электрических установках, связаны с необходимостью выполнения операций с коммутационными аппаратами и вторичными аппаратами РУ и с подготовкой рабочих мест для ремонтов. В больших РУ эти операции весьма сложны. Учитывая высокие требования к точности оперативных переключений, их выполняет персонал, имею-

щий специальную подготовку, — *оперативный персонал*. Поддержание электрических устройств в состоянии, пригодном к эксплуатации, производится *ремонтным персоналом*.

При эксплуатации РУ обслуживаются:

— централизованно выездными оперативными бригадами;

— при помощи домашнего дежурства;

— постоянным оперативным персоналом.

В первом случае объект работает без персонала. Сигнализация о событиях, требующих вмешательства, поступает на диспетчерский пункт. Для их устранения, а также для подготовки рабочих мест ремонтному персоналу на объект выезжает оперативная бригада. Преимущество такого обслуживания заключается в том, что требуется меньшее число работников. Недостатком является обязательное ожидание, так как требуется время на поездку, а иногда и на освобождение оперативной бригады от предыдущего задания.

Во втором случае персонал, живя поблизости от объекта, находится на пассивном дежурстве и прибывает на него при первой необходимости. Учитывая, что в этом случае, как и в первом, обслуживаются объекты, имеющие простую схему коммутации, для лучшего использования рабочего времени персонал выполняет и простые ремонтные работы. Подобное обслуживание имеет определенные достоинства, но вызывает необходимость расположения жилья поблизости от объекта.

В третьем случае, как правило, обслуживаются сложные РУ, являющиеся узловыми пунктами ЭС и определяющие надежность ее работы.

Надежность работы ЭЭС в значительной мере зависит от надежности РУ, которая обусловлена надежностью действия персонала и характеристиками надежности технических устройств.

Наиболее сложные аварии вызываются при обесточении части или всего РУ. Общая статистика причин обесточения РУ приведена в табл. 7.1.

Таблица 7.1. **Причины обесточения РУ и их доля в общем числе аварий**

Причины обесточения	Их доля, %
Ошибки персонала при выполнении операций в цепях вторичной коммутации, приводящие к неправильной работе релейной защиты	20
Включение на забытые заземления	15
Неправильное распределение присоединений по системам шин (нарушение баланса мощности)	10
Работа на ремонтной схеме в промежутках между ремонтами	15
Поломки разъединителей при оперировании ими	20
Отказы выключателей присоединений и их защит	20

Из табл. 7.1 видно, что в 60% всех случаев аварии происходят из-за неправильных действий персонала, а в 40% — из-за ненадежности технических устройств. Число ошибок персонала зависит от сложности и обозримости технических систем, т. е. чем они сложнее и менее наглядны, тем больше ошибок допускает персонал. Стремление к повышению технической надежности приводит к усложнению схем первичной и, главным образом, вторичной коммутации. В результате этого положительный технический эффект уменьшается из-за роста ошибок оперативного персонала. Поэтому проблема повышения надежности действия персонала требует серьезного внимания.

7.2. ТИПЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И ИХ ОСОБЕННОСТИ

В зависимости от назначения, места в ЭЭС и конкретных условий РУ могут быть различного исполнения, каждое из которых имеет определенные преимущества и недостатки, обязательно учитываемые при эксплуатации.

Распределительные устройства с **одной системой шин** (рис. 7.1, *а*) экономичны. Они имеют один выключатель на цепь, блокировка разъединителей осуществляется очень просто. При наличии обходной системы шин ремонт выключателя производится без вывода в ремонт присоединения. Для снижения вероятности обесточения всего РУ при повреждениях или отказе выключателя применяется секционирование.

Однако подобная система имеет следующие недостатки:

— необходимость отключения шин или их секций при ремонтах;

— короткие замыкания в зоне шин, отказы линейных и секционных выключателей, а также ремонт в сочетании с отказом выключателей, приводящие к обесточению секций или всей системы шин.

При применении подобного РУ на электростанциях возможности подключения генерирующих источников к одной секции ограничены, а резервные трансформаторы собственных нужд должны предусматриваться на каждой из них.

Распределительные устройства с **двумя системами шин** (рис. 7.1, *б*) позволяют осуществить группировку присоединений так, чтобы на каждой из систем шин сочетались генерирующие и потребляющие (сетевые) присоединения. Такое распределение при необходимости позволяет работать в режиме, ограничивающем токи КЗ. При использовании обходной системы шин (рис. 7.1, *в*) можно выводить в ремонт выключатели без отключения присоединений. При большом числе присоединений системы шин секционируются.

Распределение присоединений между системами шин производится разъединителями, выполняющими в этом случае оперативные функции.

Недостатки подобного РУ:

— большое число операций разъединителями при ремонтах;

— усложненная блокировка разъединителей;

— существенное снижение надежности РУ при ремонте одной системы шин;

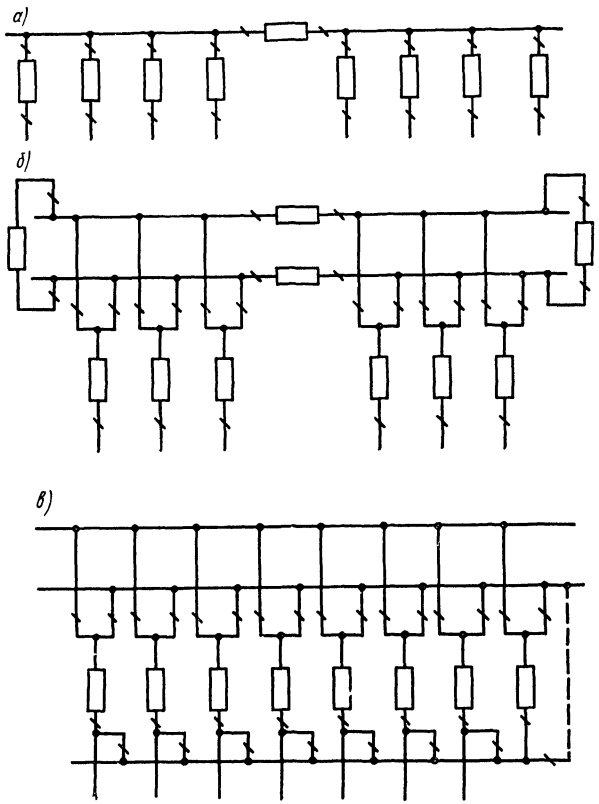


Рис. 7.1. Схемы РУ с одной *(а)*, двумя *(б)* и с обходной системами шин *(в)*

— при отказе или повреждении шиносоединительного выключателя погасает все РУ, при отказе секционного выключателя — две секции одной из системы шин, а при отказе линейного выключателя — секция или одна система шин;

— на электростанциях резервные трансформаторы собственных нужд должны предусматриваться от каждой секции системы шин.

Эти недостатки привели к использованию РУ, имеющих схемы в виде **многоугольников.** Стороны многоугольников образуются выключателями, а к вершинам подводятся присоединения, число которых равно числу вершин. Число выключателей в многоугольниках равно числу присоединений. Ремонт выключателей производится без отключения присоединений. Повреждения на присоединениях отключаются двумя выключателями. Разъединители в многоугольниках не оперативные, поэтому их блокировка сравнительно проста.

Особенности подобного РУ:

— при КЗ в области шин отключается одно присоединение;

— вывод в ремонт одного из выключателей многоугольника приводит схему в состояние, равноценное одной системе шин с числом секций, равным числу присоединений;

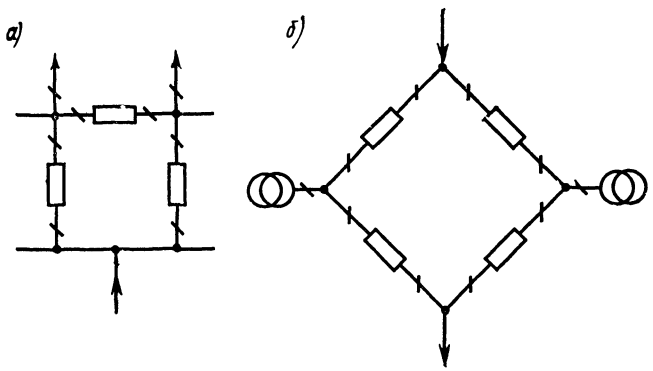


Рис. 7.2. Схемы треугольника (*а*) и четырехугольника (*б*)

— отключение выключателя в разомкнутом многоугольнике приводит к его разделению, а в случаях, когда на отдельном участке оказывается нагрузочное присоединение — к его обесточению;

— отказ выключателя при разомкнутом многоугольнике вызывает потерю двух или трех присоединений с разделением.

При отделении разнородных присоединений (генерирующего и потребляющего) они выделяются на раздельную или параллельную работу через сеть и смежные объекты ЭС.

Наиболее простым многоугольником является *треугольник* (рис. 7.2, *а*). Отказ выключателя в нем полностью обесточивает РУ.

Более совершенной конфигурацией является *четырехугольник* (рис. 7.2, *б*), в котором отказ или повреждение выключателя в разомкнутом режиме приводит к отключению двух присоединений.

Самым сложным является *шестиугольник* (рис. 7.3, *а*). Для числа присоединений, большего шести, многоугольники не используются.

Для устранения некоторых недостатков применяются *связанные многоугольники* с выключателями в перемычках. На

рис. 7.4 приведена схема связанных четырехугольников. Число выключателей на два больше, чем число присоединений. В этой схеме одна часть присоединений отключается двумя выключателями, а другая — тремя. Схема имеет следующие особенности:

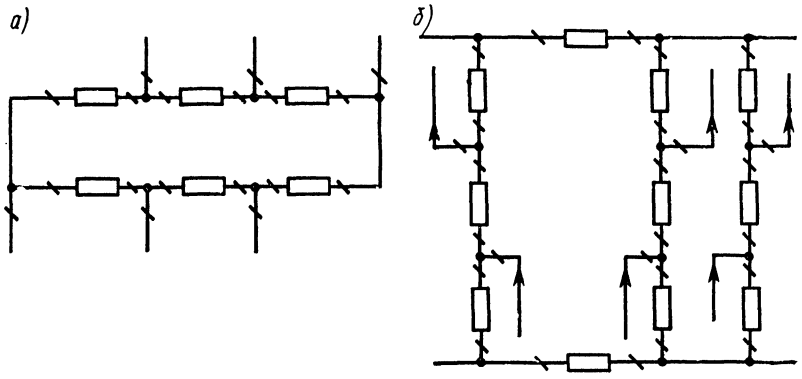


Рис. 7.3. Схема шестиугольника (*а*) и схема 3/2 (*б*)

— повреждения в области шин приводят к отключению одного присоединения;

— при отключении выключателя, совпадающем с ремонтом другого выключателя, отключение присоединений менее вероятно, чем в схемах простых многоугольников, так как на участках коммутации тремя выключателями отключений дополнительных присоединений не возникает;

— ремонт выключателя в перемычке и отключение второй перемычки приводят к разделению четырехугольников.

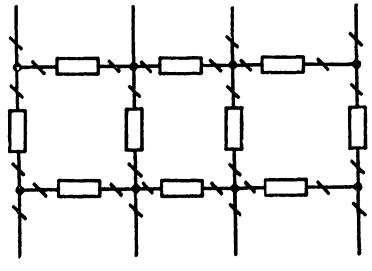


Рис. 7.4. Схема связанных четырехугольников

По числу выключателей лучшими являются схема 3/2 (полуторная — три выключателя на два присоединения) и схема 4/3 (четыре выключателя на три присоединения).

На **схеме 3/2** (рис. 7.3, *б*) присоединение отключается двумя выключателями. Наличие линейных разъединителей позволяет при ремонтах присоединений держать замкнутыми выключатели цепочки. Схема содержит шины, не являющиеся в полном смысле сборными. Их ремонт производится без отключения присоединений. При правильном чередовании генерирующих и потребляющих присоединений в цепочке допустимо отключение обеих систем шин, следовательно, КЗ на шинах не связано с отключением присоединений. Отказ выключателей, примыкающих к шинам, приводит к отключению одного присоединения, а выключателей, не примыкающих к шинам,— к отключению двух присоединений.

При ремонте средних выключателей цепочки и КЗ на шинах отключаются два присоединения, а при ремонте выключателя у шин, совпадающем с КЗ на противоположных шинах, цепочка выделяется на раздельную работу.

При большом числе присоединений шины секционируются, что связано с установкой дополнительных выключателей. Номинальные токи выключателей должны соответствовать худшему случаю. Например, при ремонте выключателя у шин через крайний выключатель цепочки может протекать суммарный ток присоединений.

На начальном этапе развития РУ, когда число присоединений невелико (меньше шести), можно воспользоваться схемой **трансформатор — шины** (рис. 7.5). В этой схеме линии коммутируются двумя, а трансформаторы — тремя-четырьмя выключателями (по числу цепей). Ремонт выключателей не связан с отключением линий, в то время как ремонт шин требует отключения трансформатора.

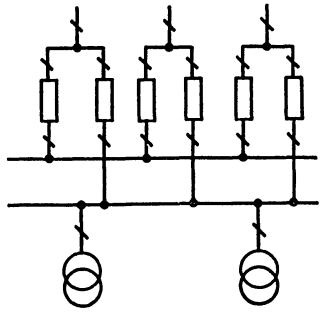


Рис. 7.5. Схема «трансформатор — шины»

На крупных электростанциях иногда применяют схему **генератор — трансформатор — линия** (ГТЛ). В этом случае используют блочную цепь, включающую генератор, трансформатор и ВЛ, так как современные мощные генераторы имеют мощность, соответствующую пропускной способности ВЛ. Коммутация подобных блоков производится на сетевых объектах с приемной стороны этих ВЛ. Подобное присоединение позволяет уменьшить токи КЗ и облегчает компоновочные решения на крупных электростанциях.

7.3. ПРОГРАММИРОВАНИЕ ОПЕРАТИВНЫХ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ

Оперативный персонал в сочетании с техническими устройствами образует систему, надежность которой зависит не только от надежности последних, но и от того, каковы требования к их взаимодействию. Сравним две системы, предназначенные для выполнения одной и той же стереотипной задачи. Структура первой такова, что персонал, работая в ней, должен обладать прекрасной памятью и высокой квалификацией. Структура же второй системы требует от персонала лишь аккуратности. Высокая квалификация и хорошая память персонала встречаются редко. Поэтому вторая система более надежна, что не снижает актуальности всемерного повышения квалификации работников.

Оперативные переключения чрезвычайно разнообразны, каждое из них производится редко. На достигнутом уровне развития техники их автоматизация нерациональна. Поэтому надежность оперативных переключений зависит от персонала, который должен выполнять все действия с аппаратами первичной и вторичной коммутаций в строго определенной последовательности. Число этих операций в сложных РУ велико. Например, для замещения выключателя ВЛ обходным выключателем в РУ 330 кВ с двумя системами шин и обходной системой необходимо в определенной последовательности выполнить 111 операций. Вероятность накопления ошибок в положении аппаратов вторичной коммутации в этих условиях велика. Поэтому необходимо исключить возможность накопления ошибочных положений аппаратов вторичной коммутации на объектах. Для этого применяются так называемые *карты накладок,* выполненные в виде типографских бланков на тонком картоне, пригодном для многократного пользования. Карта составляется для определенного режима каждого присоединения сложного РУ, например для фиксированного и других возможных положений. На карте размещены таблички, соответствующие каждой панели, на которых расположены накладки и переключатели, относящиеся к данному присоединению. В табличке указываются наименования аппаратов и их положение, соответствующее режиму присоединения (рис. 7.6, *а*). Положение аппаратов в табличке может изображаться и в визуальной форме (рис. 7.6, *б*).

а)

Панель 1		Панель 2		Панель 3	
Н2	В	Н3	О		
Н8	О	Н7	В		
КУ1	В	Н6	2		
Н6	1				

б)

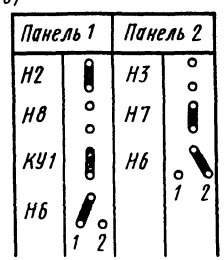


Рис. 7.6. Варианты карт накладок: табличная форма (*а*) и визуальная форма (*б*)

При наличии подобных карт дежурный персонал имеет возможность в любой момент проверить правильность положения всех аппаратов вторичной коммутации и исправить допущенные ошибочные положения. Главное же заключается в том, что эта проверка представляет собой операцию, с которой начинается любое сложное оперативное переключение.

Для проведения сложных операций предварительно составляется бланк переключений, затем выполняются операции по перечню,

Номер операции	Индекс столбца										
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	j	K
1	Рел к 33; 40 41; 42	В 14 РУ 2	В Л-302 5	В БЛ Л-302	О М-302-1 7	О М-302	В Л 315 2	1ПН 14	О 9БИ 1	О 14 РУ 2 п	
2	В Рел к 32а	О Л-302 5	В Л-302 W 3	О Л-302-3	В М-302-2 7	О М-302-2	В Л 321-2	Ш-2-330	О 3Н 1	выкл вент	
3	В 18БИ 1	В Л-302-2	В Л-302 Wh 6	О БЛ Ш-3 330	Н 8	В М-302-1	О Л-321-1	2ПИ 15	О 11Н 1	карта N=31 N=32	
4	В 9Н 1	В Л-302-0	О ПРХ 5	О Л-302-3 5	б к с	О М-302 2 7	О Л-313 1	Ш 2-330	О 7Н 11	карта N=33 N=34	
5	О 17ПУ 2	В Л-302-0 5	О ПРС 8	В АПВ Л-302 10	В ПСХ 7	В М-302-1 7	О Л-302-1	11ПИ 15	В 21Н 1		
6	О 19ИБ 2	В Л-302-0 5	О Н-302 7	В 136 U 1	В М-302 7	В Wh·t М-302 9	В Л-302 2 3	Ш 2-330	В 22Н 1		
7	В 19ИБ 2	В Л-302wh штек 6	О 1К(МА) 1	В 3Н 1	О ПСХ 7	Н 8	В Л-315-2 13	9ПН 15	В 2Н 11		
8	В 24ИБ 2	О 1Н, Н 7	Σ М-302 Wh 9	В 11Н 1	Н 8	б к с	В Л 321-2 13	Ш 2-330	М-302 часы N=31		
9	В 18ИБ 2	ПРС 8	ПВЗД 2	О Wh·t М-302 7	с к с	В П С Х 7	О Л 321 1 13	ПН 16	В РЗР (АВС) 7		
10	ПБ 3	точн	17ПУ 2	О М 302	В М 302 2/3	В М 302 7	О Л-315 1 12	Ш 2-330	О 10 7		
11	Л 302	В ПСХ 5	ОАПВ	О М 302 1	В К 300 2/3 7	О РЗР (АВС) 7	О Л-302 1 5	2К 16	В 3Н 1		
12	В БЛ И 4	В М 302 W 1	О М 302	В М 302 2	О М 302 7	В Л 302 2		Ш 2 330	В 17Н 1		

Рис. 7.7. Карта переключений

указанному в бланке. Однако составление бланка переключений, содержащего более 10—20 операций, требует досконального запоминания оперативным персоналом сложных инструкций. Ориентация на столь высокую квалификацию и отличную память приводит к ненадежности системы персонал — технические устройства.

Оперативные переключения относятся к стереотипной задаче и творчество тут не нужно. Поэтому необходимо снять с персонала напряженность, связанную с боязнью совершить ошибку при оперативных переключениях. В этих целях используются заранее составленные программы для всех достаточно сложных операций. Эти программы согласовывает (или составляет) работник, ответственный за эксплуатацию релейной защиты (РЗ) и автоматики объекта, участвующий впоследствии в их поддержании в рабочем состоянии и вносящий дополнения, вызванные изменениями схемы и оборудования объекта.

Имеется опыт использования двух видов программ оперативных переключений. Первый вид — в программе дается текст, раскрывающий смысл каждой операции, помещается номер панели, на которой размещается аппарат и обозначается необходимое действие. Текстуальная часть программы занимает много места, поэтому программы сложных переключений содержат несколько страниц.

В процессе их применения какая-нибудь из страниц может быть утеряна, что приведет к грубым ошибкам при переключениях. Поэтому возникло стремление применить второй вид программ, в котором все ее содержание умещается на одной странице независимо от ее объема. Для этого из программы исключается текст и переносится в надписи на панелях. В этом случае в программах остаются лишь символы операций, размещенные в определенной последовательности (рис. 7.7).

Если операция в точности совпадает с содержанием программы, то можно разрешить пользоваться ею как бланком переключений. С этой целью для программ используют типографские бланки на плотном тонком картоне, пригодном для многократного использования.

При применении готовых программ операций они предварительно тщательно проверяются на идентичность исходных условий программы реальным условиям, что исключает необходимость в изменении программы. Выполнение отдельных операций отмечают на прозрачной накладке.

Примеры символов, используемых в программах переключений второго вида, приведены на рис. 7.8. На нем символом *2* обознача-

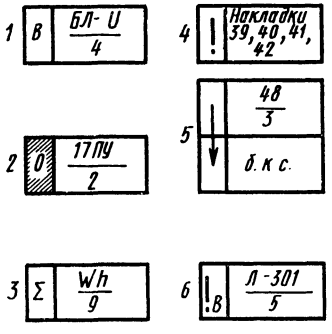


Рис. 7.8. Пример символов переключений:
1 — включение накладки БЛ — на четвертой панели; *2* — отключение 17 ПУ на второй панели (штриховка означает необходимость получения на эту операцию разрешения вышестоящего оперативного лица, так как этому должны предшествовать операции на другом объекте); *3* — записать показания счетчика на 9-й панели; *4* — проверить соответствие аппаратов вторичной коммутации картам накладок соответствующих номеров; *5* — перевести Н8 на 3-й панели в положение без контроля синхронизма; *6* — проверить включенное положение Л — 301 на 5-й панели

ются операции, которым должны предшествовать действия на других объектах ЭС. О необходимости проведения этих операций персонал объекта сообщает вышестоящему оперативному персоналу, после чего получает разрешение продолжить операции.

Концентрация внимания персонала на жестко регламентированных операциях существенно повышает надежность всей системы оперативных переключений. Оперативный персонал сетевого района и ЭЭС имеет программы переключений, где указаны действия, выполняемые на различных объектах ЭЭС, требующие координации с его стороны. При правильном использовании карт-накладок и программ исключаются ошибки персонала, приводящие к обесточению РУ (см. табл. 7.1).

7.4. ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ

Техническая надежность РУ является важным показателем их эксплуатации, ее можно оценить интуитивно на основе здравого смысла. Однако желательно иметь возможность количественного определения надежности для сопоставления различных решений. Для этого нужно формализовать задачу определения надежности. Разработанная теория надежности ЭЭС позволяет количественно оценивать техническую надежность РУ для сравнительно простых случаев *. Для оценки надежности сложных систем необходимо дальнейшее развитие теории.

Техническая надежность РУ определяется надежностью элементов, частотой и длительностью их ремонтов, во время которых ослаблены схемы коммутации и снижена надежность. Для оценки надежности используются показатели, данные о которых получены статистически на основе достаточно длительной эксплуатации аналогичных элементов [11].

Показатели надежности. Повреждение элемента, в результате которого он теряет работоспособность, называется *отказом*. Моменты отказов формируют последовательность событий, называемую *потоком отказов*. Средним параметром потока отказов является *частота отказов*, определяемая как отношение математического ожидания числа отказов за определенный интервал времени ($\Delta t = t_2 - t_1$) к длительности этого интервала:

$$\omega(t_1, t_2) = [\Omega(t_2) - \Omega(t_1)]/\Delta t,$$

где $\Omega(t)$ — среднее число отказов за время Δt, характеризующее число отказов в год.

Учитывая, что обычно в среднем один отказ наблюдается в течение времени, значительно большего, чем год, ω характеризуется дробями, например 0,1—0,01.

Время, в течение которого в среднем возникает один отказ, год,

$$T = 1/\omega.$$

Отказы можно отнести к одной из двух групп.

Первая группа состоит из *отказов из статического состояния*. Это повреждения ЛЭП, трансформаторов, самопроизвольная работа выключателей, обрушение конструкций, перекрытие отключающей камеры выключателей и т. д. Частота подобных отказов задается числом ω на основе статистики, полученной в эксплуатации аналогичных устройств. Вторая группа включает отказы, возникающие при необходимости действия устройств. Обычно подобные отказы наблюдаются у коммутационных аппаратов. Например,

* *Гук Ю. Б.* Основы надежности электроэнергетических установок. — Л., Изд-во ЛГУ, 1976.

выключатели могут повредиться или при оперативных переключениях, или при отключении токов КЗ. В этом случае в качестве исходного данного используется вероятность отказа ρ, приходящаяся на одну операцию или на один случай отключения тока КЗ. В подобных случаях говорят об *отказе на требование.*

Если для определенного типа выключателя известно среднее число операций в год и на основе удельной повреждаемости (неустойчивых и устойчивых повреждений с учетом действия АПВ) и известных длин ЛЭП вычисляется среднее число отключений токов КЗ, то можно определить результирующую частоту отказов на требование.

В качестве элементов ЭС представляют интерес ЛЭП, трансформаторы (автотрансформаторы), выключатели, отделители, разъединители и шины.

Элементы ЭС. Линии электропередачи (воздушные и кабельные) могут находиться в работоспособном состоянии, переходить при отказе в неработоспособное состояние, ремонтироваться и возвращаться в работоспособное состояние. Кроме того, они периодически выводятся из работы для проведения профилактических ремонтов.

Отказы в них могут быть устойчивыми и неустойчивыми. В первом случае работоспособное состояние можно восстановить лишь после ремонта, проводящегося для устранения повреждения; во втором — спустя секунды с помощью АПВ и минуты с помощью персонала. Частота отказов в среднем пропорциональна длине линий L. Длительности ремонтов обычно регулируются численностью ремонтных бригад и зависят от значимости ЛЭП для ЭС.

Учитывая, что у двухцепных ЛЭП могут быть одновременные отказы (повреждение опор), к показателям надежности отдельных линий добавляют показатели надежности совместных отказов (табл. 7.2).

Таблица 7.2. **Показатели устойчивых отказов ВЛ**

Вид линий	Единица измерения	Характеристики отказов для напряжений, кВ							
		1150	750	500	330	220	110	35	6—20
Устойчивые отказы									
Одноцепные	отказ/100 км	0,4	0,45	0,5	0,8	1,0	1,4	1,5	6—15
Двухцепные отказ одной цепи	отказ/100 км	—	—	—	0,6	0,8	1,0	1,0	—
отказ двух цепей		—	—	—	0,2	0,2	0,4	0,5	—

Продолжение табл. 7.2

Вид линий	Единица измерения	Характеристики отказов для напряжений, кВ							
		1150	750	500	330	220	110	35	6—20
Отказ двух цепей, проходящих по одной трассе	отказ/100 км	—	—	0,05	0,1	—	—	—	—
Неустойчивые отказы									
Одноцепные	отказ/100 км	0,3	0,35	0,4	1,6	2,4	3,2	3,3	—

Шины РУ могут иметь повреждения, аналогичные повреждениям ЛЭП.

Трансформаторы могут иметь те же характеристики надежности, что и ЛЭП, кроме того, трансформатор можно выводить в резерв. Трехфазные трансформаторы при отказе отключаются полностью. Трансформаторы, состоящие из группы однофазных, можно отключить частично. Данные об отказах трансформаторов приведены ниже.

Напряжение трансформаторов, кВ	1150	750	500	330	220	110	35
Отказы в год . .	0,31	0,2	0,1	0,05	0,02	0,01	0,01

Выключатели могут иметь различные повреждения, приводящие к разным последствиям. Модели повреждений выключателей приведены на рис. 7.9. Последствия отказов приведены в табл. 7.3.

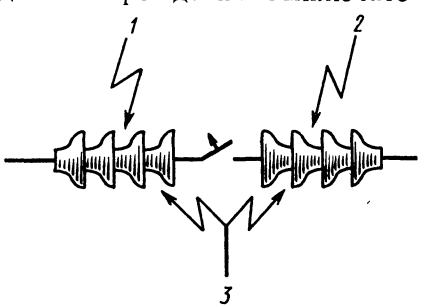


Рис. 7.9. Схема выключателя, для которого проводится оценка надежности:
1, 2, 3 — места повреждений

Если число отказов, сопровождающихся разрывом цепи, объединить в показателе ω_4, то в расчетах будут употребляться отказы типа ω_3 и ω_4. Вероятность повреждения, возникающего при производстве операций с аппаратом, обозначается ρ. При известных среднем числе операций в год $n_{оп}$ и числе неустойчивых отказов $\mu_{неуст}L/100$, исправляемых с помощью успешного АПВ, среднее число отказов

$$\omega_{оп} = \rho(n_{оп} + \mu_{неуст}L/100).$$

Таблица 7.3. **Последствия отказов выключателей**

Тип повреждения	Последствия
(ω_1)	Отключение выключателя и смежных с поврежденным элементом коммутационных аппаратов
(ω_2)	Отключение узла смежными аппаратами
(ω_3)	Отключение всех смежных коммутационных аппаратов (перекрытие отключающей камеры, обрушение аппарата)
(ω_4)	Самопроизвольное отключение выключателя
(ω_5)	Отказ на отключение (при протекании КЗ)
(ω_6)	Отказ на включение (АВР, АПВ)
(ω_7)	Поломка при оперативных переключениях

Отказы при отключении тока КЗ, в свою очередь, определяются как произведение вероятности этого события ρ' и числа подобных отключений $n_{отк}$. Если учесть, что выключатели ВЛ оснащены АПВ, при котором число отключений устойчивых повреждений увеличивается, то соответствующее число отказов равно

$$\omega_{отк} = \rho' [(1 + k_{АПВ}) \mu_{уст} + \mu_{неуст}] (L/100),$$

где $k_{АПВ}$ — кратность АПВ: для однократного — $k=1$, для двукратного — $k=2$; $\mu_{уст}$ и $\mu_{неуст}$ — удельное число устойчивых и неустойчивых отказов, приведенных в табл. 7.4; L — длина коммутируемой ВЛ.

Таблица 7.4. **Показатели отказов выключателей**

Тип отказа	Единица измерения	Номинальное напряжение, кВ						
		1150	750	500	330	220	110	35
Воздушные выключатели								
В статическом состоянии	(отказ/год)$\times 10^{-2}$	1,4* / 5,6	1,0 / 4,2	0,7 / 3,3	0,5 / 2,7	0,5 / 2,3	0,4 / 2,2	1,2 / 6,2
При оперативных переключениях	(отказ/год)$\times 10^{-2}$	0,4 / 0,15	0,4 / 0,16	0,03 / 0,17	0,03 / 0,17	0,07 / 0,23	0,07 / 0,33	0,03 / 0,17

Тип отказа	Единица измерения	Номинальное напряжение, кВ						
		1150	750	500	330	220	110	35
При отключении токов КЗ	(отказ/год)$\times 10^{-2}$	6,0	6,0	6,0	3,0	2,0	1,5	1,5
Масляные выключатели								
В статическом состоянии	(отказ/год)$\times 10^{-2}$	—	—	—	—	0,14 / 0,5	0,3 / 0,9	0,15 / 0,68
При оперативных переключениях	(отказ/год)$\times 10^{-2}$	—	—	—	—	0,01 / 0,05	0,01 / 0,03	0,003 / 0,01
При отключении токов КЗ	(отказ/год)$\times 10^{-2}$	—	—	—	—	1,0	0,6	0,6

* В числителе — частота отказов с отключением смежных элементов; в знаменателе — частота отказов, связанных с разрывами цепи.

Показатели отказов выключателей приведены в табл. 7.4.

Среднегодовое число операций для линейных выключателей напряжением 1150 — 330 кВ равняется 10; 220 — 35 кВ — 15. Для трансформаторных выключателей число операций равно 6.

Отделитель выполняет ту же роль, что и выключатель, его характеристики приведены в табл. 7.5.

Разъединитель имеет аналогичные качественные характеристики, но вероятность отказа при размыкании под нагрузкой равна единице.

Таблица 7.5. **Показатели отказов прочей коммутационной аппаратуры и шин**

Элементы	Единица измерения	Напряжение, кВ						
		1150	750	500	330	220	110	35
Отделители	(отказ/год)$\times 10^{-2}$	—	—	—	—	4,0	2,0	1,0
Короткозамыкатели	(отказ/год)$\times 10^{-2}$	—	—	—	—	3,0	1,0	0,5
Сборные шины (на присоединение)	(отказ/год)$\times 10^{-2}$	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Суммарное среднее число отказов выключателей, вызывающих отключение смежных коммутационных аппаратов, определяется из выражения

$$\omega_{з\Sigma} = \omega_з + \omega_{оп} + \beta'_з [(1 + k_{АПВ}) \mu_{уст} + \mu_{неуст}] (L/100).$$

Например, суммарное среднее число отказов выключателя, коммутирующего ВЛ 330 кВ длиной 200 км, определяют как

$$\omega_{з\Sigma} = [0{,}5 + 0{,}03 (10 + 1{,}6 \cdot 2) + 3 (2 \cdot 0{,}8 + 1{,}6) 2] = 0{,}2,$$

т. е. один отказ за $T = 1/0{,}2 = 5$ лет.

В связи с тем, что число отключений токов КЗ на присоединениях, не содержащих ВЛ, значительно меньше, число отказов этих выключателей также меньше.

Поврежденный элемент отделяется от сети. Длительность операций зависит от схемы соединений РУ. Она составляет (год/отказ):

В схемах с одной системой шин . . .	$0{,}06 \cdot 10^{-3}$
В мостиковых схемах	0,03
При шунтировании выключателя в РУ 35—220 кВ	0,04
При замене поврежденной фазы однофазного трансформатора	
стационарной резервной	1,1
с установкой на фундамент	9

Это время увеличивается при дежурстве на дому на 0,05; а при обслуживании выездной бригадой на 0,2.

После повреждения элемент нужно восстановить, для чего он выводится в ремонт. *Среднее время восстановления* T — это время, затрачиваемое на отыскание и устранение повреждения, выраженное в годах.

Данные о средних длительностях аварийного простоя оборудования приведены в табл. 7.6.

Таблица 7.6. **Среднее время аварийного простоя, (10^{-3}·год)/отказ**

Вид элемента	Напряжение, кВ						
	1150	750	500	330	220	110	35
ВЛ: — одноцепные	1,5	1,2	1,0	0,9	0,7	0,5	0,9
— двухцепные: ремонт одной цепи	—	—	—	—	0,2	0,4	0,8

Продолжение табл. 7.6

Вид элемента	Напряжение, кВ						
	1150	750	500	330	220	110	35
ремонт двух цепей	—	—	—	—	4,0	3,0	2,5
Автотрансформаторы и трансформаторы: в аварийном ремонте	400	350	300	250	80	60	45
при замене передвижным трансформатором	—	—	—	—	25	20	10
Выключатели	15	12	10	7	5	2,5	1,5
Короткозамыкатели	—	—	—	—	0,4	0,4	0,4
Шины	0,9	0,8	0,7	0,6	0,4	0,2	0,2

Наряду с показателями отказов для оценки надежности используются и данные о плановых отключениях. Во время *плановых ремонтов* схема ЭС в ряде случаев ослабляется. Поэтому для правильной оценки надежности необходимы данные о средних длительностях плановых ремонтов элементов (табл. 7.7).

Таблица 7.7. **Длительность плановых ремонтов, 10^{-2} лет**

Элемент	Напряжение, кВ						
	1150	750	500	330	220	110	35
ВЛ	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

Продолжение табл. 7.7

Элемент	Напряжение, кВ						
	1150	750	500	330	220	110	35
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

На надежность объектов также влияют ошибочные действия РЗ и противоаварийной автоматики (ПА), предназначенные для повышения надежности ЭС. Наиболее существенные показатели надежности этих устройств:

— частота ложных срабатываний, сраб/год (например, при проверке);

— вероятность лишнего срабатывания в случаях, когда должны срабатывать другие устройства, сраб/год;

— вероятность отказа при необходимости срабатывания, отказ/год (неработоспособное состояние).

Частота ложного срабатывания характеризуется неисправностью устройства или невнимательностью персонала, проводящего проверку. Излишние срабатывания при КЗ вне зоны действия проявляются при возникновении повреждения. Они характеризуются вероятностью ρ, которая должна быть умножена на среднее число повреждений сети в зоне ложного действия. Частоту излишних срабатываний ($\omega_{изл}$) устройства можно принять средней величиной. Частота отказа при необходимости срабатывания проявляется так же, как произведение вероятности отказа ρ на среднее число повреждений сети в зоне действия. Так как вероятности отказов малы, результирующее число отказов выключателей увеличивается на число отказов устройств вторичной коммутации.

Ложную работу устройств учитывают увеличением числа ложных отказов выключателей на частоту ложных срабатываний РЗ и ПА. Излишние срабатывания РЗ и ПА требуют добавления к модели выключателя еще одного показателя — $\omega_{изл}$.

Отказы выключателей сопровождаются действием устройств резервирования отказов выключателей (УРОВ), отключающих соответствующую часть схемы РУ. Отказы РЗ сопровождаются действиями резервных защит. Дальним резервированием ликвидируются повреждения, сопровождающиеся обоими видами отказов.

7.5. РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА

На основе исходных данных, приведенных в § 7.4, можно рассчитать характеристики надежности работы объекта ЭЭС. Для оценки надежности необходимо представить объект моделью того вида надежности, который предстоит определить.

Модель надежности содержит структуру системы, под которой понимают состав ее элементов, их связи и взаимодействие. Она представляет собой схему, состоящую из узлов и ветвей с определенными показателями надежности. В общем случае узлы и ветви схемы могут находиться в трех состояниях: работоспособном, неработоспособном и частично работоспособном, причем каждое из них может быть аварийным и плановым. Например, отключение одной устойчиво поврежденной фазы ВЛ и ее работа с двумя фазами снижает пропускную способность ВЛ, а следовательно, приводит к частичной работоспособности. Однако в большинстве случаев удается ограничиться работоспособным и неработоспособным состояниями.

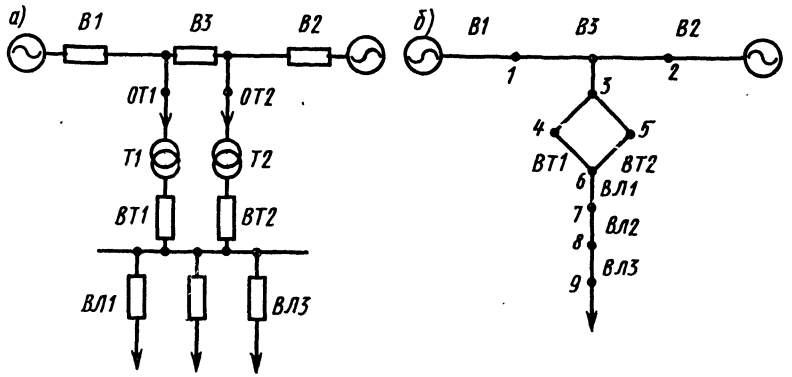


Рис. 7.10. Схема для оценки характеристик надежности питающей сети (*а*) и ее модель (*б*):
В1—В3 — выключатели; *ВТ* — выключатели трансформаторов; *ВЛ1—ВЛ3* — выключатели отходящих линий; *ОТ1, ОТ2* — отделители; *1—9* — узлы модели

Ветвями модели надежности обычно обозначают коммутационные аппараты (выключатели и отделители), а *узлами* — все остальные элементы.

В качестве примера схему для оценки характеристик надежности питающей части сети (рис. 7.10, *а*) изображают в виде модели, представленной на рис. 7.10, *б*.

Элементы в схемах РУ между собой сложно взаимодействуют. Различают два простейших взаимодействия, которые необходимо учитывать в расчетах.

В первом случае отказ системы элементов наступает при отказе хотя бы одного из них, т. е. тогда, когда элементы соединены *последовательно*. Вероятность подобного события $P(A_{\text{посл}})$ определяется как сумма вероятностей независимых событий, связанных с отдельными элементами:

$$P(A)_{\text{посл}} = P(A_1) + P(A_2) + P(A_3) + \ldots + P(A_n).$$

Средняя частота подобного события определяется как сумма средних частот событий с элементами:

$$\omega_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{n} \omega_i.$$

Во втором случае неработоспособность системы элементов наступает при отказе лишь всех элементов. Такое взаимодействие называют *параллельным соединением*. Вероятность подобного события $P(A)_{\text{пар}}$ определяется как произведение вероятностей независимых событий с элементами:

$$P(A)_{\text{пар}} = P(A_1)P(A_2)\ldots P(A_n).$$

Средняя частота подобного события определяется как произведение частот отказов элементов:

$$\omega_{\Sigma} = \prod_{i=1}^{n} \omega_i.$$

Параллельное и последовательное соединения в смысле надежности иногда совпадают с соединениями в электрических схемах. Однако условия работы систем бывают такими, что совпадения не происходит. Так, например, отказ ω_3 любого выключателя отходящих от шин присоединений, которые могут быть параллельными, приводит к отключению шин, т. е. к их отказу. В этом смысле выключатели присоединений в модели надежности оказываются элементами с последовательным соединением (см. рис. 7.10). Аналогично этому при питании узла нагрузки двумя ВЛ существенна их пропускная способность. Если пропускная способность одной ВЛ недостаточна для питания узла, то частичный отказ узла (ограничение нагрузки) наступает при отказе одной ВЛ и в смысле ее надежности они включены последовательно. Следовательно, для определения соединения модели надежности (графа) нужна более глубокая информация о режимах ЭС. Однако в большинстве случаев характеристики надежности определяются исходя из конфигурации соединений схем.

Узлы *7*; *8*; *9*; *10* (см. рис. 7.10, *б*) изображают выключатели отходящих ВЛ 35 кВ в части отказа ω_3. В связи с тем, что отказ любого выключателя приводит к обесточению шин, они в модели образуют последовательное соединение.

Погашение шин 35 кВ может произойти при:

— одновременном устойчивом повреждении питающих ВЛ 110 кВ (каскадное отключение параллельных ВЛ при перегрузках или при нерасчищенных трассах);

— повреждении выключателя *В3;*

— повреждении любого из выключателей 35 кВ.

Очевидно, что вероятность одновременно устойчивого повреждения питающих ВЛ 110 кВ настолько мала, что ею можно пренебречь.

Предположим, что выключатели воздушные.

1. Определим частоту повреждений выключателя *В3,* вызывающих отключение обеих питающих ВЛ 110 кВ.

Отказы из статического состояния имеют частоту $\omega_{\text{ст}} = 0{,}4 \cdot 10^{-2}$ отказ/год. Отказы при оперативных переключениях:

$$\omega_{\text{оп}} = 0{,}07\,(15 + 3{,}2 \cdot 2)\,10^{-2} = 1{,}5 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год.}$$

Число отключений токов КЗ на ВЛ 110 кВ при однократном АПВ:

$$n_{\text{отк}} = [\mu_{\text{неуст}} + (1 + k_{\text{АПВ}})\mu_{\text{уст}}]\,(L/100) = (3{,}3 + 2 \cdot 1{,}5)\,(200/100) = 12{,}6.$$

При отключении токов КЗ число отказов

$$\omega_{\text{отк}} = 1{,}5 \cdot 10^{-2} \cdot 12{,}6 = 18{,}9 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год.}$$

Общее число отказов выключателя *В3*:

$$\omega_{10} = (0{,}4 + 1{,}5 + 18{,}9)\,10^{-2} = 20{,}8 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год.}$$

2. Определим частоту отказов линейного выключателя 35 кВ, предполагая, что длина каждой ВЛ 35 кВ равна 50 км.

Число отказов из статического состояния

$$\omega_{\text{ст}} = 1{,}2 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год.}$$

При оперативных переключениях

$$\omega_{\text{оп}} = (0{,}03 \cdot 15 + 3{,}3 \cdot 0{,}5)\,10^{-2} = 2{,}1 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год.}$$

Число отключений токов КЗ ВЛ 35 кВ при однократном АПВ:

$$n_{\text{отк}} = 3{,}3\,(50/100) + 2 \cdot 1{,}5\,(50/100) = 3{,}15.$$

Число отказов при отключении токов КЗ:

$$\omega_{\text{отк}} = 1{,}5 \cdot 10^{-2} \cdot 3{,}15 = 4{,}7 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год.}$$

Общее число отказов

$$\omega_{35} = (1{,}2 + 2{,}1 + 4{,}7)\,10^{-2} = 8 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год.}$$

3. Общее число отказов трансформаторного выключателя 35 кВ определяется суммой отказов из статического состояния и при оперативных переключениях. При этом учитывается, что из-за ограниченных возможностей отделителей отключение трансформаторов в резерв в период минимальных нагрузок не производится. Тогда

$$\omega_{\text{т}} = (0{,}4 + 1{,}15)\,10^{-2} = 1{,}55 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год.}$$

4. Частота обесточения шин 35 кВ равна сумме частот отказов всех выключателей (одного 110 кВ, четырех линейных и двух трансформаторных 35 кВ):

$$\omega_{\text{ш}} = (20{,}24 + 4 \cdot 6{,}35 + 2 \cdot 0{,}55)\,10^{-2} = 0{,}46 \text{ отказ/год}$$

или

$$T = 1/0{,}46 = 2 \text{ года}.$$

Следовательно, в среднем вероятно одно обесточение в течение 2 лет.

Аналогично можно рассчитать показатели надежности для других схем РУ и типов выключателей.

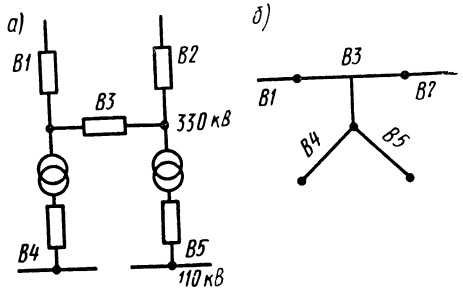


Рис. 7.11. Схема РУ 330/110 кВ (*а*) и модель надежности (*б*)

Для сравнения определим частоту обесточения шин РУ 330/110 кВ, схема которого изображена на рис. 7.11 (модель надежности приведена на рис. 7.11, *б*). Причинами обесточения могут быть повреждения выключателей *В3* и любого из выключателей 110 кВ.

Надежность питающей сети определяется одновременным устойчивым отказом двух питающих ВЛ и линейных выключателей. Предполагая, что их длина равна 100 км, имеем:

для одной ВЛ

$$\omega_{л} = 0{,}8 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год};$$

для линейного выключателя при однократном АПВ

$$\omega_{л.в} = (0{,}5 + 1{,}6 + 2 \cdot 0{,}8)\, 10^{-2} = 3{,}7 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год}.$$

Частота отказов одной цепи (последовательное соединение)

$$\omega_{пос\,1} = (0{,}8 + 3{,}7)\, 10^{-2} = 4{,}5 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год}.$$

Частота отказов двух питающих цепей (параллельное соединение)

$$\omega_{пар} = (4{,}5 \cdot 10^{-2})\,(4{,}5 \cdot 10^{-2}) = 0{,}2 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год}$$

(ею можно пренебречь).

Последовательность расчета следующая:

1. Токи КЗ при повреждениях на ЛЭП отключаются линейными выключателями. Поэтому повреждение выключателя *В3* возможно лишь в статическом состоянии и при оперативных переключениях:

$$\omega_{1в} = (0{,}5 + 0{,}03 \cdot 10)\, 10^{-2} = 0{,}8 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год}.$$

2. Предполагая, что каждый линейный выключатель 110 кВ защищает ВЛ длиной 50 км, число огключений токов КЗ при однократном АПВ в год равно

$$n = (3{,}2 + 2 \cdot 1{,}4)\,(50/100) = 3{,}0.$$

Частота отказов, вызванных отключением токов КЗ,

$$\omega_{отк} = 3 \cdot 1{,}5 \cdot 10^{-2} = 4{,}5 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год}.$$

3. Суммарное число отказов линейного выключателя

$$\omega_{в} = (0{,}8 + 4{,}5)\, 10^{-2} = 5{,}3 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год}.$$

4. Число отказов трансформаторного выключателя определяется также лишь повреждениями из статического состояния и при оперативных переключениях:

$$\omega_{т} = 0{,}4 + 0{,}07 \cdot 15 \cdot 10^{-2} = 0{,}505 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год}.$$

5. Частота обесточения шин 110 кВ определяется суммой частот отказов четырех линейных и двух трансформаторных выключателей 110 кВ и *В3* (параллельное соединение):

$$\omega_{\Sigma} = (0{,}8 + 4 \cdot 5{,}3 + 2 \cdot 0{,}505)\, 10^{-2} = 23{,}01 \cdot 10^{-2}$$

или $T = 1/0{,}198 \approx 5$ лет.

Из рассмотренного следует, что основной причиной обесточения шин РУ являются отказы линейных выключателей, присоединенных к шинам.

С расширением опыта эксплуатации и проведения модернизации оборудования исходные данные о надежности уточняются.

7.6. ВЫБОР ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

Из рассмотренных в § 7.2 схем РУ следует, что многие из них имеют фиксированные присоединения. Поэтому степень технической надежности этих схем выбирается при проектировании. Наряду с этим имеется схема с двумя системами шин, при которой техническая надежность зависит от распределения присоединений между ними.

Важность распределения присоединений между системами шин заключается в следующем: во-первых, вдвое уменьшается число присоединений, на каждой из них и соответственно вдвое снижается вероятность отказов шин; во-вторых, обеспечивается повышенная надежность за счет конфигурации сети.

Смысл этого распределения в том, чтобы ущерб при обесточении одной из систем шин был минимальным.

Существуют три группы присоединений:

— питающие, через которые мощность поступает к шинам (генераторы, питающие трансформаторы или автотрансформаторы, питающие ВЛ);

— питаемые линии замкнутой сети, от которой к шинам присоединяется несколько линий;

— питаемые радиальные участки сети или приравниваемые к ним из-за ограниченной пропускной способности других ВЛ.

Питающие присоединения распределяются между системами шин так, чтобы каждая из них обеспечивалась источниками примерно одинаковой мощности (пропускной способности). Обесточение одной системы шин в этом случае сопровождается минимальной потерей мощности.

Питаемые линии замкнутой сети распределяются между системами шин так, чтобы при обесточении одной системы шин прекращение питания сети по некоторым ВЛ компенсировалось сохранением питания по ВЛ, присоединенным ко второй системе шин. Например, если участок сети питается по двухцепной ВЛ, то цепи обычно присоединяются к разным системам шин (см. рис. 7.1).

Линии, питающие радиальные участки сети, подключаются к системам шин так, чтобы сохранить одинаковую вероятность отказа систем шин и исключить перегрузку участков шин.

Чтобы избежать нежелательных потоков мощности через сеть междушинный выключатель нужно эксплуатировать в замкнутом состоянии. При возникновении повреждения на шинах он отключается защитой (дифференциальной защитой шин).

Для сохранения баланса мощности на системах шин необходимо обеспечить протекание через включенный междушинный выключатель минимальной мощности.

Погашение двух систем шин при отказе одной из них возможно в случае отказа в отключении или повреждении междушинного выключателя. Учитывая, что этот выключатель используется чаще других (при ремонте любого присоединения РУ), принимаем число операций в четырехкратном размере. Тогда частота его отказа для 330 кВ равна

$$\omega_{ш} = (0{,}5 + 4 \cdot 10 \cdot 0{,}03)\, 10^{-2} = 1{,}7 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год}$$

или один раз в 59 лет: $T = 1/0{,}017 = 59$ лет.

На самом деле этот период несколько меньше из-за возможных повреждений разъединителей междушинного выключателя во время операций.

Для 110 кВ эта величина равна

$$\omega_{ш} = 0{,}4 + 4 \cdot 15 \cdot 0{,}07 \cdot 10^{-2} = 4{,}6 \cdot 10^{-2} \text{ отказ/год}$$

или один раз в 22 года: $T = 1/0{,}046 = 22$.

Эксплуатация РУ с двумя системами шин, в ряде случаев дополненных обходной системой, связана с достаточно сложными оперативными переключениями. При ремонте присоединений приходится поочередно освобождать системы шин для ремонта шинных разъединителей. В тех случаях, когда в графике ремонтов имеется разрыв в несколько дней, персонал, опасаясь ошибок при переключениях и стремясь уменьшить их объем, иногда оставляет РУ работающим на одной системе шин. Это может привести к отключению всех присоединений при отказе оставшейся в работе системы шин.

7.7. ОГРАНИЧЕНИЕ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

С ростом установленной мощности электростанций и единичной мощности автотрансформаторов связи увеличиваются токи КЗ в питающей сети ЭЭС. Изменяются также частотные характеристики ЭС, приводящие в ряде случаев к неблагоприятным изменениям процесса восстанавливающегося напряжения (см. § 4.7). Отключающие способности выключателей должны приводиться в соответствие с изменениями уровней токов КЗ.

Отключающую способность некоторых выключателей можно увеличить в результате их модернизации. Другие же выключатели необходимо заменять на аппараты бóльшей отключающей способности, что связано с проектированием и последующей реконструкцией энергетических объектов. Из-за задержки в проведении этих работ в питающей сети часто эксплуатируются десятки выключателей, отключающая способность которых не соответствует токам КЗ.

В этом случае приходится приводить токи КЗ в соответствие с отключающей способностью выключателей.

Для этого можно использовать несколько методов:

— опережающее деление электрической сети;

— секционирование сети;

— ограничение числа заземленных нейтралей трансформаторов.

Опережающее деление электрической сети выполняется на выключателях РУ электростанций. Его сущность заключается в том, что прежде чем отключится линейный выключатель поврежденной ВЛ, имеющий недостаточную отключающую способность, отключается выключатель схемы коммутации электростанции, например

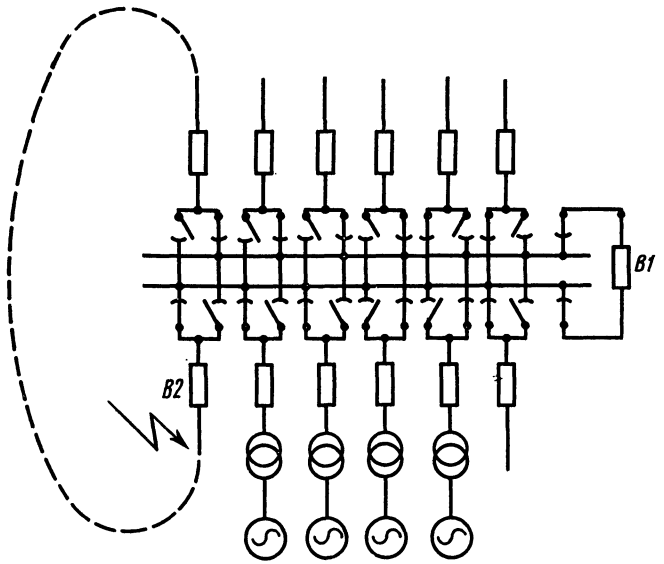


Рис. 7.12. Схема объекта, на котором применяется автоматика снижения токов КЗ

междушинный, который отделяет от места КЗ часть генерирующих источников (переводит их работу на место КЗ через большое сопротивление сети). В результате ток КЗ снижается до величины, которую может отключить линейный выключатель *B2* (рис. 7.12). После устранения повреждения выключатель, выполнивший опережающее деление, вновь включается в работу. Выключатель опережающего деления не отключает ток КЗ, а переводит его на другую ветвь схемы сети. Поэтому влияние на его надежность оказывает лишь оперативное переключение, которое на порядок ниже влияния отключения тока КЗ (см. табл. 7.3).

Чтобы обеспечить селективное опережающее отключение, не ис-

пользуя на линейном выключателе дополнительную выдержку времени, применяют защиту с практически безынерционными электронными выходными органами, выполненными, например, на тиристорах. Для этого на выключателе опережающего деления устанавливается защита, выполняющая роль автоматики снижения тока КЗ (АСТКЗ). Она содержит орган, выявляющий недопустимый ток КЗ, и АПВ, восстанавливающее первоначальную схему.

Секционирование питающей сети с целью снижения токов КЗ может осуществляться в сети вторичного напряжения (220 кВ и ниже), питающейся от межсистемной сети. В этом случае от автотрансформаторов связи питаются районы сети ЭЭС, размыкающиеся в определенных точках. Местоположение нормальных разрезов выбирается таким, чтобы одновременно удовлетворялось и требование минимизации потерь энергии в сетях.

Размыкание питающей сети в определенной степени снижает надежность ее работы. Во избежание ущерба при аварийном отключении источника питания в местах нормальных разрезов устанавливают АВР, включающий разомкнутый выключатель, который подает питание от смежной питающей подстанции при исчезновении напряжения. Разомкнутые выключатели должны быть защищены от перенапряжений.

Ограничение числа заземленных нейтралей трансформаторов в сети 110 кВ производится для снижения и стабилизации токов замыкания на землю. Для различных схем ЭС, включая ремонтные, предусматриваются трансформаторы, нейтрали которых незаземлены (у автотрансформаторов связи нейтрали должны быть заземлены). От перенапряжений незаземленные нейтрали защищаются разрядниками.

В связи с тем, что изоляция нейтрали трансформаторов не выполняется на фазное напряжение, а изоляция фаз не соответствует линейному напряжению, необходимо исключить возможность создания ситуаций, когда при работе генерирующих источников и трансформаторов в аварийных условиях трансформаторы оказываются в отделившейся части сети без заземленных нейтралей. Поэтому нейтрали повышающих трансформаторов, работающих в блоке с генераторами, заземляются.

Заземление нейтралей остальных трансформаторов выбирается так, чтобы поддерживать токи замыкания на землю в определенных пределах и сохранять их стабильность в условиях, создающихся при ремонтах трансформаторов (автотрансформаторов) и ВЛ.

7.8. ПОВРЕЖДЕНИЯ ИЗ-ЗА ФЕРРОРЕЗОНАНСНЫХ ЯВЛЕНИЙ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ

Воздушные выключатели имеют несколько последовательно включенных гасительных камер, для распределения напряжения между которыми параллельно им включаются емкостные делители

напряжения (рис. 7.13). Через данные делители поступает напряжение на шины в случае отключения всех присоединений, остающихся под напряжением с противоположной стороны. Емкость делителей зависит от числа отключенных в этом режиме выключателей. Емкость одного делителя известна, например, у выключателя ВВБ-220 $C=825$ пФ; шины также обладают известной емкостью — до нескольких тысяч пикофарад. Кроме того, к шинам присоединены трансформаторы напряжения, обладающие индуктивностью, зависящей в соответствии с кривой намагничивания от приложенного напряжения. Так, индуктивность трансформатора напряжения составляет $2{,}4\cdot10^6$—$0{,}2\cdot10^6$ Ом, а активное сопротивление его обмоток $9\cdot10^3$ Ом *. Образующееся в этом случае соединение соответствует схеме замещения, изображенной на рис. 7.14, где C_1 — емкость делителей выключателей; C_2 — емкость шин; L, R — индуктивное и активное сопротивления трансформатора напряжения.

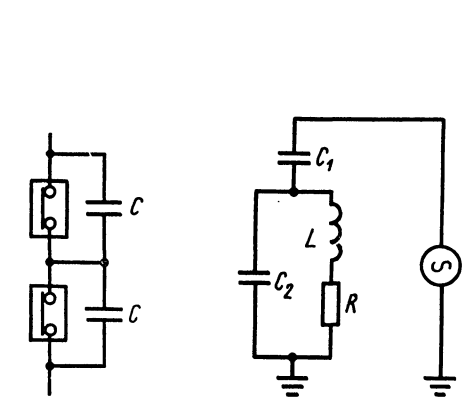


Рис. 7.13. Емкостный делитель напряжения для выравнивания потенциалов на гасительных камерах воздушных выключателей

Рис. 7.14. Эквивалентная схема замещения РУ для рассмотрения феррорезонанса

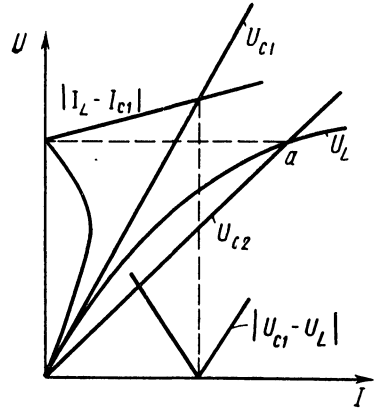


Рис. 7.15. Вольт-амперные характеристики элементов схемы для рассмотрения явлений феррорезонанса

Представляют интерес реактивные составляющие токов в цепи трансформатора напряжения. Характеристики реактивных элементов контура, состоящего из параллельного соединения емкости шин C_1 и сопротивления X трансформатора напряжения, показаны на

* 1. *Портной М. Г.* Повреждение трансформаторов напряжения при субгармоническом резонансе: Информационные материалы ВНИИЭ. М., 1958. Вып. 26.

2. *Цирель А. Я., Поляков В. С.* Феррорезонансные явления в сетях с глухозаземленной нейтралью // Электрические станции. 1977, № 3, С. 71—75.

рис. 7.15. Суммарная характеристика контура, представляющая зависимость разности реактивных составляющих токов от напряжения, изображена линией I_L—I_C. В точке a проявляется резонанс токов. Пренебрегая высшими гармониками, можно считать, что реактивные составляющие токов в параллельных ветвях в этом случае равны и противоположны, т. е. реактивный ток, протекающий в цепи индуктивности и активного сопротивления,

$$I_{pL}=Ub=U\frac{\omega L(U)}{R^2+[\omega L(U)]^2},$$

равен реактивной составляющей тока в цепи емкости C_1

$$I_{pC1}=U\omega C_1.$$

Следовательно,

$$\omega L(U)=\omega C_1\{R^2+[\omega L(U)]^2\}.$$

После преобразования получаем

$$[L(U)]^2-\frac{1}{\omega^2 C_1}L(U)+C_1R^2=0.$$

Значение индуктивности, соответствующей резонансу,

$$L(U)=\frac{1}{2\omega^2C_1}+\sqrt{\frac{1}{4\omega^4C_1^2}-C_1R}.$$

По найденному значению $L(U)$ из характеристики холостого хода трансформатора напряжения можно определить напряжение на нем U_0, соответствующее резонансу токов, а следовательно, и ток, протекающий через него в этом режиме:

$$I_{L1}=U_0/\sqrt{R^2+X_L^2}.$$

Этот ток невелик и не представляет опасности для трансформатора напряжения.

Иной результат возникает при резонансе напряжений. Для получения результирующей характеристики контура необходимо сложить характеристику параллельного контура с характеристикой последовательно включенной емкости делителей C_1 (см. рис. 7.15). Форма результирующей характеристики зависит от числа пересечений характеристики C_1 и параллельного контура. В зависимости от наклона характеристики C_1 пересечения могут быть в одной, двух и трех точках. С учетом потерь в элементах контура напряжение на трансформаторе напряжения $X_{т.н}$ может иметь характеристики, соответствующие кривым *1, 2, 3,* изображенным на рис. 7.16.

Число индуктивных сопротивлений $X_{т.н}$, при которых может установиться резонанс, равно

$$m=n-1,$$

где n — число реактивных элементов контуров.

В частности, для схемы замещения, приведенной на рис. 7.14, возможны два резонанса (токов и напряжений) на частоте 50 Гц.

Опасность для трансформатора напряжения возникает при резонансе напряжений. В этом случае активное входное сопротивление всей двухконтурной схемы равно активному сопротивлению обмотки ВН трансформатора напряжения. Ток, протекающий по обмотке при номинальном напряжении,

$$I_{т.н}=U_{ном}/(\sqrt{3}R).$$

Он может превысить значение, при котором плавится металл обмотки. Обычно при этом обугливается витковая изоляция. Токи, протекающие через делители выключателей, достаточно велики для того, чтобы вызвать значительные перенапряжения при отключении их разъединителями. При этом в трансформаторе напряжения возникают перекрытия обуглившейся витковой изоляции. В то же время делители ограничивают токи до значений, при которых мощность недостаточна для разрушения аппарата.

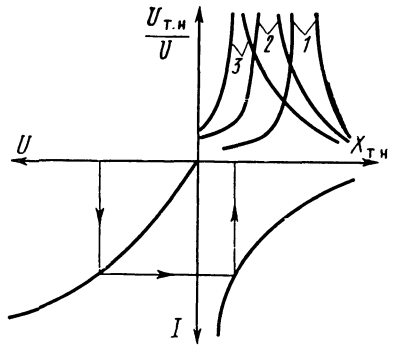


Рис. 7.16. Характеристики феррорезонанса

Феррорезонанс возникает в результате сочетания параметров элементов схемы. Изменяющимися являются емкости делителей напряжения выключателей и индуктивности трансформатора напряжения в функции приложенного к нему напряжения. Если пренебречь высшими гармониками, то варьируя параметры X и C_2, а при необходимости и R и для различных длин системы шин, можно определить сочетания, при которых возникает резонанс напряжения. Для этого можно воспользоваться символическим методом, рассмотренным ниже.

Ток, протекающий в двухконтурной схеме,

$$\bar{I}=\bar{U}/Z_\Sigma,$$

где

$$Z_\Sigma=\frac{(R+j\omega L)\left(-j\frac{1}{\omega C_1}\right)}{-j\frac{1}{\omega C_2}+R+j\omega L}-j\frac{1}{\omega C_1}=\frac{R+j\omega L}{jR\omega C_2-\omega^2LC_2+1}+\frac{1}{j\omega C_1^2}.$$

Ток в цепи трансформатора напряжения

$$\bar{I}_L=\frac{\bar{U}}{Z_\Sigma(R+j\omega L)\,j\omega C_2+1}.$$

После подстановки

$$I_L=\frac{\bar{U}\left[RX_1^2-jX_1\left(R^2+X_L^2-X_LX_1\right)\right]}{\{(RX_1^2)^2+[X_1(R^2+X_L^2-X_LX_1)-X_2[R^2+(X_L-X_1)^2]^2]\}}\times$$

$$\times \frac{\{RX_1^2 + jX_1(R^2 + X_L^2 - X_L X_1) + jX_2[R^2 + (X_L - X_1)^2](R - jX_L)\}}{(R^2 + X_L^2)},$$

где $X_1 = 1/\omega C_1$, а $X_2 = 1/\omega C_2$.

На трансформаторе напряжения

$$\bar{U}_L = \bar{I}_L j\omega L.$$

Следовательно,

$$\bar{U}_L = I_L \frac{R^2 + X_L^2}{R - jX_1}.$$

В результате расчета на ЭВМ можно получить семейство кривых (см. рис. 7.16) и с их помощью выявить области резонанса напряжений для заданных значений C_1, числа отключенных выключателей и индуктивностей трансформаторов напряжения, определяющихся как функция напряжения (из характеристики $I_{т.н} = f(U)$). По мере увеличения числа выключателей, через делители которых на шины поступает напряжение (кривые *1, 2, 3*), возрастает напряжение на шинах и резонанс наступает при меньшей индуктивности трансформатора напряжения.

Для исключения феррорезонанса в случаях, когда такая опасность существует, целесообразно перед отключением всех присоединений выключателями отключить присоединения с противоположной стороны. Можно также использовать емкостные трансформаторы напряжения вместо обычных, а также присоединять к шинам в качестве дополнительной емкости, устраняющей резонанс, конденсатор связи. При обесточении шин защитой схема должна предусматривать сохранение присоединения к шинам трансформатора с заземленной нейтралью.

Существуют и другие явления, связанные с резонансом в ЭС. К ним относятся ультрагармонические и субгармонические резонансы, рассматривать которые мы не будем.

7.9. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ В СЕТИ С ЗАЗЕМЛЕННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ

В сети с глухо заземленной нейтралью большинство повреждений связаны хотя бы с кратковременным замыканием на землю. Поэтому о месте повреждения можно судить по токам и напряжениям нулевой и обратной последовательностей. В связи с тем, что фильтры нулевой последовательности используются для защит от замыкания на землю, их же можно применить для фиксации параметров при поиске места повреждения. Параметры двухфазных замыканий не фиксируются. В этих редких случаях нужно было бы ориентироваться на использование фильтров обратной последовательности, которые часто отсутствуют.

Если ориентироваться на фиксацию токов и напряжений нулевой (обратной) последовательности на концах ВЛ и учесть, что напряжение максимально в месте КЗ, то эпюра напряжений такая же, как и на рис. 7.17. Падение напряжения на переходном сопротивлении в этом случае не учитывается.

Уравнения напряжений для правой и левой сторон поврежденной ВЛ

$$U_0' + I_0' x_0 l = U_0'' + I_0'' x_0 (L - l).$$

Следовательно, расстояние до места повреждения можно определить из выражения

$$l = \frac{U_0'' - U_0' + I_0'' x_0 L}{(I_0' + I_0'') x_0 L} L,$$

где U_0'; U_0''; I_0'; I_0'' — значения показаний фиксирующих приборов, установленных на подстанциях по концам ВЛ; x_0 — удельное сопротивление нулевой последовательности ВЛ.

Для поиска необходимо использовать четыре фиксирующих прибора и обеспечить передачу информации для вычисления места повреждения. В то же время метод не имеет погрешности, обусловленной переходным сопротивлением в месте КЗ. Для снижения числа фиксирующих приборов можно применять одностороннее определение места повреждения (см. § 6.20).

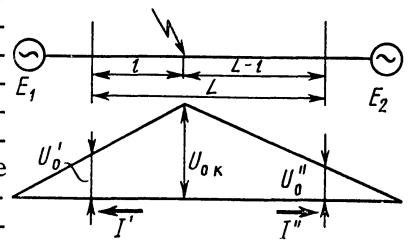


Рис. 7.17. Эпюра напряжения нулевой последовательности

При одностороннем определении места повреждения используются или принципы действия дистанционных защит, или близкие к ним принципы с учетом ограниченности быстродействия фиксирующих устройств. Поврежденные фазы ВЛ определяются с помощью избирателей, которые подключают к измерительным трансформаторам соответствующие измерительные цепи.

Рассмотрим замыкание одной фазы. Известно, что замыкание может происходить через переходное сопротивление, имеющее в основном активную составляющую, и находящееся для 110—220 кВ в пределах до 30 Ом (с многократно заземленными тросами 3—5 Ом); для 500 кВ — до 15 Ом (меньше 8 Ом с вероятностью 0,995).

Через переходное сопротивление проходит ток $3I_0R_n$. Напряжение поврежденной фазы в месте установки фиксирующего прибора равно сумме напряжения на переходном сопротивлении $3I_0R_n$ и падения напряжения вдоль ВЛ, определяющегося из следующих соображений.

Фазные напряжения в месте повреждения для различных последовательностей:

$$\bar{U}'_{1\text{ф}}=\bar{U}_{1\text{ф}}-\bar{I}_{1\text{ф}}Z_{1\text{к}};$$

$$\bar{U}'_{2\text{ф}}=\bar{U}_{2\text{ф}}-I_{2\text{ф}}Z_{2\text{к}};$$

$$\bar{U}'_{0\text{ф}}=\bar{U}_{0\text{ф}}-I_{0\text{ф}}Z_{0\text{к}}.$$

Суммируя левые и правые части этих уравнений, получаем

$$\bar{U}'_{\text{ф}}=\bar{U}_{\text{ф}}-\bar{I}_{1\text{ф}}Z_{1\text{к}}-\bar{I}_{2\text{ф}}Z_{2\text{к}}-\bar{I}_{0\text{ф}}Z_{0\text{к}}.$$

Предполагая, что сопротивления прямой и обратной последовательностей равны, и учитывая, что

$$\bar{I}_{1\text{ф}}+\bar{I}_{2\text{ф}}+\bar{I}_{0\text{ф}}=\bar{I}_{\text{ф}},$$

после упрощения получаем

$$\bar{U}'_{\text{ф}}=\bar{U}_{\text{ф}}-(\bar{I}_{\text{ф}}+k\bar{I}_{0\text{ф}}),$$

где $k=(Z_{0\text{к}}-Z_{1\text{к}})/Z_{1\text{к}}$.

При металлическом КЗ напряжение поврежденной фазы в месте повреждения равно нулю. При металлическом двухфазном замыкании на землю, напряжения двух фаз равны нулю. Эти соотношения справедливы независимо от режима внешней сети по отношению к поврежденной ВЛ.

Из рассмотренного следует, что измеряемое падение напряжения вдоль ВЛ должно быть равным $Z_{1\text{к}}(I_{\text{ф}}+kI_0)$.

В первом приближении сопротивление ВЛ до места повреждения можно определить из выражения

$$Z=\bar{U}_{\text{ф}}/(\bar{I}_{\text{ф}}+k\bar{I}_0).$$

На самом деле с учетом переходного сопротивления искомое сопротивление

$$Z=\frac{(\bar{I}_{\text{ф}}+k\bar{I}_0)Z_{1\text{к}}+3\bar{I}_{0\text{к}}R_{\text{п}}}{\bar{I}_{\text{ф}}+k\bar{I}_0}=Z_{1\text{к}}+\frac{3\bar{I}_{0\text{к}}R_{\text{п}}}{\bar{I}_{\text{ф}}+k\bar{I}_0}=Z_{1\text{к}}+\Delta Z.$$

Если учесть, что переходное сопротивление активное, то в первом приближении его можно исключить, определяя сопротивление до места повреждения как мнимую составляющую Z:

$$X=U_{\text{ф}}\sin\varphi/(I_{\text{ф}}+kI_0),$$

которое дает наиболее точный результат для ВЛ с односторонним питанием. Для этой цели место повреждения нужно определять в цикле работы АПВ, включающего ВЛ под напряжение после отключения КЗ с одной стороны.

Но все же из-за отличия фазы $I_{0\text{к}}$ от фазы I_0, измеряемого прибором, а также из-за комплексности коэффициентов распределения последовательностей токов имеется погрешность, приводящая к некоторому увеличению сопротивления при повреждении в начале ВЛ и уменьшению при повреждении в конце ВЛ.

Известны уточненные методы определения места повреждения, особенно с помощью фиксирующих приборов, построенных на микропроцессорной основе, при использовании которых устраняются трудности, обусловленные сложностью обработки информации.

ГЛАВА 8

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

8.1. НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД — ОСНОВА НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Известно, что технологический процесс на ТЭС связан с работой большого числа механизмов, к которым относятся механизмы, обеспечивающие: подачу топлива в топки, воды в котлы, холодной воды в конденсаторы турбин; смазку и охлаждение подшипников многочисленного оборудования, а также генераторов и др. Весь комплекс оборудования, обеспечивающего технологический процесс, называется *собственными нуждами*. Рассмотрим основные проблемы, связанные с эксплуатацией собственных нужд ТЭС и АЭС.

Надежность работы электростанций зависит главным образом от надежности работы механизмов собственных нужд. Наиболее экономичный и простой привод для агрегатов собственных нужд — это электродвигатель. Асинхронные электродвигатели выполняют на мощность до 10 МВт. Для более мощных механизмов используется паровой привод, обеспечивающий регулирование частоты вращения в широких пределах. Можно применять и синхронные двигатели, выполнение которых по мощности не ограничено.

Мощность, потребляемая механизмами собственных нужд, зависит от типа электростанций. Наибольшая мощность потребляется на электростанциях, работающих на твердом топливе, что обусловлено его подачей и переработкой. Меньшая мощность требуется для собственных нужд электростанций, работающих на жидком и газообразном топливе.

Надежность работы собственных нужд на ТЭС. Мощность, потребляемая собственными нуждами, достигает 7—8% от мощности, вырабатываемой ТЭС.

Для запуска электростанции нужно обеспечить питание собственных нужд от других источников и только после начала их работы включать котлы и турбины.

Обесточение собственных нужд обычно приводит к остановке работы электростанции, что является крупной аварией. Поэтому

основные потребители собственных нужд — самые ответственные потребители ЭЭС по значимости более важные, чем потребители первой категории.

Основным источником питания являются генераторы, к выводам которых в большинстве присоединяются трансформаторы собственных нужд (рис. 8.1). От этих трансформаторов питается РУ собственных нужд, выполненное в виде секционированной системы шин. От этих секций через понижающие трансформаторы питаются секции шин более низких напряжений (380 и 220 В). Распределение механизмов между секциями предусматривается таким образом, чтобы при КЗ на одной секции основное оборудование электростанции могло продолжать функционирование благодаря работе механизмов, питающихся от смежных секций. Для автоматического пуска этих механизмов в случаях, когда они в целях экономии электроэнергии находятся в резерве, используются технологические АВР, например, по признаку снижения давления или другому технологическому параметру.

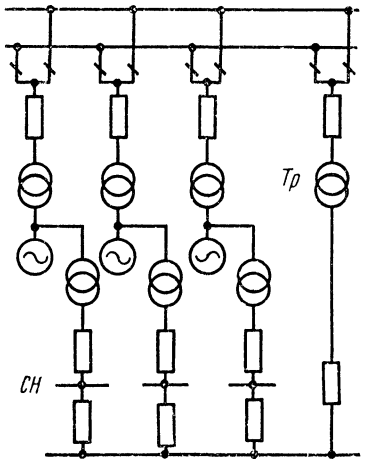


Рис. 8.1. Схема питания собственных нужд электростанции:
СН — собственные нужды; *Тр* — трансформатор резервного питания

При обесточении собственных нужд, питающихся от основного источника, предусматривается их перевод на резервный источник. Резервный трансформатор питается от одного из напряжений, например 110 кВ главного РУ электростанции. Резервная система шин связана с основными секциями шин собственных нужд выключателями, находящимися в нормальном режиме в разомкнутом состоянии. Эти выключатели при исчезновении напряжения автоматически включаются от АВР, обеспечивая питание собственных нужд от резервного трансформатора.

Элементы схемы нужно выбирать исходя из необходимости обеспечения самозапуска основных механизмов собственных нужд для наиболее неблагоприятного варианта схемы, например при питании от резервного трансформатора.

Надежность функционирования собственных нужд в определенной мере обусловлена характеристиками производительности механизмов в функции параметров электроэнергии. Наиболее ответственными механизмами собственных нужд являются насосы.

Относительная производительность насосов в функции частоты равна:

для механизмов, не работающих на противодавление,

$$Q_* = n/n_р,$$

для механизмов, работающих на противодавление,

$$Q_{*пр} = \left(\frac{n_{кл} - n}{n_{кл} - 1}\right)^p,$$

где

$$p = \frac{1}{(\ln M_{кл}/\ln n_{кл}) - 1}.$$

Здесь $n_р$ — номинальная частота вращения; $n_{кл}$, n — относительная частота вращения, соответствующая открытию обратного клапана и текущая частота вращения; $M_{кл}$ — относительный момент при открытии обратного клапана, зависящий от доли противодавления в общем напоре при известном типе рабочего колеса насоса.

Так, например, для конкретного питательного насоса $n_{кл} = 0{,}812$ и $M_{кл} = 0{,}35$.

Показатель степени p обычно меньше единицы и для упомянутого питательного насоса $p = 0{,}247$. В связи с этим характеристика производительности в функции частоты вращения имеет выпук-

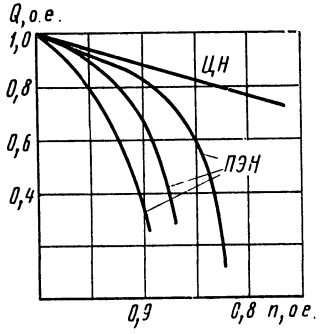


Рис. 8.2. Характеристики производительности насосов, не работающих на противодавление *(ЦН)* и работающих на противодавление *(ПЭН)*

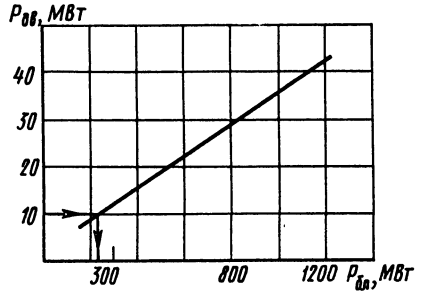


Рис. 8.3. Зависимость мощности двигателя питательных насосов от мощности блока

лость вверх. Из рис. 8.2 следует, что при уменьшении частоты вращения на 10% производительность насосов, работающих на противодавление, резко снижается, стремясь к нулю. Это приводит к отключению котлов и аварийной остановке электростанций. Следовательно, в случаях, когда приводом питательных насосов являются электродвигатели, имеющие мощность до 10 МВт, для сохранения технологического процесса на ТЭС важно в аварийных усло-

виях поддерживать частоту на безопасном уровне. Требования к частоте вращения в аварийных условиях на электростанциях с блоками мощностью более 200 МВт, питательные насосы которых имеют турбопривод (рис. 8.3) столь же высоки из-за большой мощности. Тем более, что резервные питательные насосы меньшей мощности оснащены электроприводом.

Для ликвидации опасных дефицитов активной мощности и связанных с ними больших снижений частоты в аварийных условиях используется автоматическая частотная разгрузка (АЧР), отключающая на некоторое время часть потребительских линий. Однако возможны аварии, тяжесть которых оказывается непредвиденной и для них объем АЧР мал. В подобных случаях приходится прибегать к крайним мерам по сохранению работы собственных нужд. В этом случае от ЭЭС отделяют один-два генератора и переключают на них питание собственных нужд. Отделение генератора производится выключателем блока или междушинным выключателем автоматически с помощью устройства частотного деления, имеющего уставку по частоте и времени (например, 46,5 Гц и 2 с).

Для того чтобы частота на выделенных генераторах восстановилась, необходимо, чтобы переключенная на них нагрузка была меньше, чем располагаемая мощность генераторов, но не ниже минимальной нагрузки котлов, работающих на выделенные агрегаты. В тех случаях, когда мощность собственных нужд ниже этой величины, к ним приходится добавлять нагрузку прилегающего участка сети. С этой целью отделение выполняется с помощью выключателей не только на электростанции, но и на соседних энергетических объектах. Алгоритмы действия делительной автоматики при этом усложняются, так как в устройства приходится включать органы, контролирующие потоки мощности в доаварийных режимах и выбирающие в зависимости от них место деления.

Для сохранения работы котлов при нагрузке, которая ниже минимальной, используется автоматика, обеспечивающая подачу необходимого количества пара в конденсатор через редукционно-охладительную установку до последующей нормализации обстановки.

Переключение на выделяемые генераторы всех собственных нужд электростанции в ряде случаев тоже оказывается непростой задачей. Это связано с тем, что собственные нужды каждого блока питаются от своего генератора, а секции шин собственных нужд часто не имеют секционных выключателей.

В зависимости от конкретных условий используются различные методы выделения. Можно выделить генераторы на систему шин одного из высших напряжений электростанции, например 110 кВ, питающих резервный трансформатор, и переключить собственные нужды на питание от него. Для этого нужно предварительно подготовить схему, присоединенную к выделяемой системе шин. Можно производить переключение через резервную систему шин собственных нужд. При ее отсутствии перевод можно осуществить через магнитно-связанные расщепленные обмотки резервных трансформаторов и т. д.

Все варианты отделения питания собственных нужд от системы в аварийных условиях необходимо подготовить заранее, включая средства автоматического выделения.

Несмотря на меры, принимаемые для надежного питания собственных нужд, необходимо считаться с вероятностью их обесточения. В этом случае нужно сохранить возможность *останова оборудования без повреждений,* например обеспечить смазку подшипников турбогенераторов при сниженной частоте вращения и давления на масляных уплотнениях генераторов. Для этого используется аварийный масляный насос, питаемый от аккумуляторной батареи.

В случае обесточения собственных нужд и аварийного останова электростанций необходимо подготовить технические решения для подачи питания на собственные нужды от системы с целью обеспечения начала их действия с последующим пуском отключившихся агрегатов электростанции.

Надежность работы собственных нужд на АЭС. На атомных электростанциях нужно учитывать несколько основных ситуаций, влияющих на эксплуатацию *.

1. Изменение мощности, развиваемой реактором, сопровождается изменением температуры в активной зоне, вызывающим возникновение температурных напряжений в материалах элементов. Наиболее существенны температурные напряжения в оболочках тепловых элементов (ТВЭЛов), выполненных из циркониевых сплавов, обусловливающие возникновение микротрещин. Это сопровождается повышением выхода газообразных осколков деления, вредно сказывающихся на работе реактора. Во избежание этого изменение мощности производят со скоростью, не превышающей допустимую. В ряде случаев ограничивают работу АЭС в переменном режиме, хотя известен опыт изменения мощности АЭС и в широких пределах (30—100%).

2. Отключения турбогенераторов, происходящие из-за аварий как на АЭС, так и в ЭЭС, сопровождаются подрывом предохранительных клапанов с потерей теплоносителя в контуре и возможным выбросом радиоактивных веществ в атмосферу. При этом также возникают значительные термические напряжения.

3. Обесточение собственных нужд, происходящее из-за аварийных процессов на АЭС и ЭЭС. При этом проявляется главная особенность АЭС — остаточное тепловыделение в активной зоне ядерного реактора даже после его останова при срабатывании аварийной защиты. Оно обусловлено наличием запаздывающих нейтронов; радиоактивным распадом осколков деления, накопившихся за

---

* *Фельдман М. Л., Черновец А. К.* Особенности электрической части атомных электростанций. — Л.: Энергоатомиздат, 1983.

время работы реактора; и энергией, аккумулированной в его материалах. Из рис. 8.4 следует, что даже через 40 мин после отключения реактора ВВР-440 остаточное тепловыделение сохраняется на уровне 25 МВт и в дальнейшем уменьшается очень медленно. Поэтому важнейшей задачей является отвод этой теплоты и работа теплообменных устройств даже в условиях обесточения основных источников питания собственных нужд.

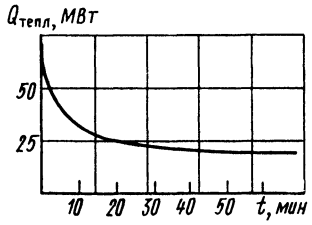


Рис. 8.4. График остаточной тепловой мощности атомного реактора ВВР-440

В исходном нормальном режиме циркуляция теплоносителя, в качестве которого в реакторах на тепловых нейтронах используется вода, обеспечивается главными циркуляционными насосами, имеющими мощность около 5—8 МВт. Эти насосы оснащаются маховиками, выбираемыми с таким расчетом, чтобы при обесточении на 10 с производительность снижалась не более чем в 2,7 раза.

Процесс безопасного останова реактора, при котором остаточное тепловыделение доводится до уровня, допускающего естественную циркуляцию в контурах охлаждения, называется *расхолаживанием*. Это связано с выполнением требований, относящихся к организации работы собственных нужд.

4. Разрывы трубопроводов, приводящие к разгерметизации радиоактивных контуров, требуют осуществления *аварийного расхолаживания*. В результате действия защиты оно должно быть успешно проведено как в условиях нормального питания собственных нужд, так и при обесточении основных источников их питания. Ситуации, связанные с разрывами трубопроводов, предусмотрены и называются максимальными проектными авариями. Первые две ситуации решаются применением общесистемных мер, остальные две — технических решений, осуществляемых на АЭС.

Главным является организация питания собственных нужд, упрощенная схема которых приведена на рис. 8.5. Секции шин ВН собственных нужд разделяются на две части. Шины *нормальной эксплуатации* питаются от основного источника, в качестве которого, как и на ТЭС, используются выводы работающих генераторов. Резервным источником питания этих шин является трансформатор, питающийся от одного из напряжений РУ (например, 110 кВ) и работающий на шины или цепи резервного питания. Могут использоваться две схемы резервного питания.

Помимо шин нормальной эксплуатации используются шины *надежного питания,* связанные с шинами нормального питания присоединениями с двумя последовательно включенными выключателями, исключающими обесточение при отказе одного из них. Для аварийного питания данных шин предусматриваются дизельгенераторы, мощностью около 5,5 МВт, автоматически запускающиеся и нагружающиеся за 10—15 с.

Кроме того, предусматриваются шины НН *бесперебойного питания.* Нормальное и резервное их питание производится от шин нормального и надежного питания. При обесточении они могут в течение некоторого времени питаться непосредственно от шин постоянного тока или через инверторы-преобразователи от аккумуляторных батарей. Присоединения, питающиеся от шин бесперебойного питания, защищены обычно двумя последовательно включенными быстродействующими тиристорными выключателями, а перевод шин на питание от аккумуляторных батарей производится практически без перерыва.

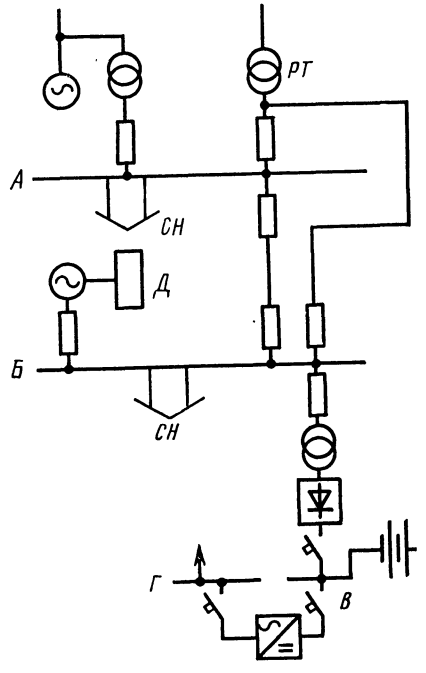


Рис. 8.5. Упрощенная схема собственных нужд блока АЭС:

РТ — трансформатор резервного питания; *А* — шины нормальной эксплуатации; *Б* — шины надежного питания; *В* и *Г* — шины постоянного и переменного токов бесперебойного питания; *Д* — дизельгенератор

При обесточении шин собственных нужд в течение нескольких секунд циркуляция сохраняется за счет выбега циркуляционных насосов с маховиками. При необходимости насосы могут сохраняться присоединенными непосредственно или через частотный преобразователь, обеспечивающий нормальную работу при снижении частоты вращения до $0{,}7n_{ном}$, к генератору, инерцию вращающейся массы которого можно использовать для продления времени выбега (рис. 8.6), что обеспечивается средствами автоматики. Длительность этого питания зависит от того, в каком режиме работал генератор в момент закрытия стопорного клапана. Наименьшая длительность соответствует случаю, когда стопорный клапан закрывается до отключения выключателя генератора (линия *1*). Случаю, когда стопорный клапан закрывается после отключения генератора, соответствует линия *2*, а случаю, когда отключению генератора предшествует разрешенный по условиям вентиляционных потерь турбины моторный режим (в течение нескольких минут) — линия *3*. Линия *4* соответствует случаю, когда генератор работает в режиме питания собственных нужд.

При снижении частоты вращения до критического значения производительность главных циркуляционных насосов становится

недостаточной для поддержания технологического процесса. Поэтому, промедление с переводом собственных нужд на питание от напряжения с нормальной частотой может привести к их потере. Тогда в течение некоторого времени в ядерный реактор поступает вода из баков аварийного запаса. Тем временем дизельгенераторы автоматически включаются на шины надежного питания, от которых питаются циркуляционные насосы длительного расхолаживания, имеющие мощность на порядок меньшую мощности главных циркуляционных насосов. С их помощью обеспечивается длительная подача теплоносителя от различных источников воды, предусматриваемых на АЭС.

При разрывах трубопроводов и одновременном обесточении собственных нужд кратковременное охлаждение обеспечивается автоматическим открытием быстродействующих клапанов, через которые в контур поступает вода из гидроаккумуляторов или баллонов аварийного расхолаживания под давлением пара или азота, превышающим давление в системе охлаждения. Приводы быстродействующих клапанов питаются от шин бесперебойного питания.

В связи с тем, что реактивность активной зоны при снижении температуры теплоносителя растет, она компенсируется поддержанием нагрева воды в баллонах и содержания в ней бора (поглотителя нейтронов).

После автоматического включения в работу дизельгенераторов реактор переводится в режим длительного расхолаживания. Одновременно подается управляющий импульс на отсечную арматуру, герметизирующую помещения, в которых появляется радиация.

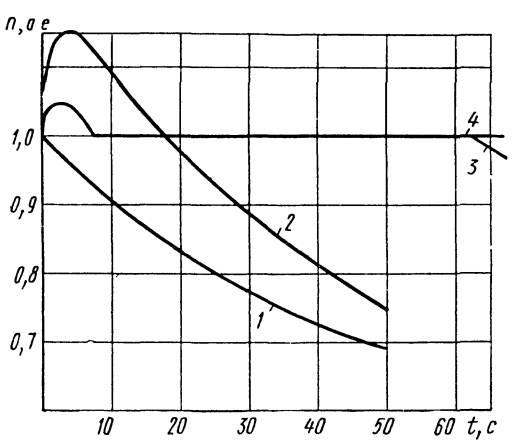


Рис. 8.6. Зависимость снижения частоты вращения циркуляционных насосов АЭС от времени

После восстановления питания насосов аварийного расхолаживания с их помощью в циркуляцию поступает вода из приямков помещений, куда она стекает из разрывов.

Электроприемники собственных нужд АЭС делятся на три группы.

К первой группе относятся электроприемники, не терпящие обесточения на время, превышающее доли секунды. Это электроприемники, связанные с системами аварийного останова реактора — аварийного расхолаживания, контрольно-измерительные цепи; защита, автоматика и электропривод быстродействующих клапанов и отсечной аппаратуры систем аварийного расхолаживания и локализации аварии; часть аварийного освещения; аварийные масляные насосы, обеспечивающие смазку подшипников и масляные уплотнения вала турбогенератора в процессе останова.

Ко второй группе относятся электроприемники, допускающие перерыв в течение секунд по условиям работы аварийного расхолаживания реактора. Питание этих электроприемников необходимо обеспечить после срабатывания аварийной защиты реактора: к ним относятся главные циркуляционные насосы; специальная вентиляция и аварийное освещение; дозиметрия; оборудование, работа которого необходима при разрывах циркуляционной системы первого контура, и устройства, обеспечивающие аварийный останов турбогенераторов.

Из рассмотренного следует, что в аварийных условиях питание 1-й и 2-й групп электроприемников обеспечивается специальными источниками, не связанными с сетью. Если у главных циркуляционных насосов нет маховиков, то их питание обеспечивается автономными генераторами, находящимися на общем валу с основными.

К третьей группе относятся электроприемники, питание которых не обязательно после срабатывания аварийной защиты реактора. Ими является все остальное оборудование, обеспечивающее технологический процесс. Требования к электроснабжению этой группы потребителей аналогичны требованиям, предъявляемым к первой категории потребителей. Надежность питания этих электроприемников обеспечивается АВР и АПВ.

Резервным источником питания собственных нужд АЭС может быть местная электростанция, присоединенная к шинам, от которых питаются резервные трансформаторы собственных нужд. Для этого лучше всего использовать ГЭС как особо мобильный источник энергии.

Учитывая тяжесть последствий аварий на АЭС, необходимо продолжать совершенствование схемы питания собственных нужд с учетом повышения степени резервирования питания при маловероятных отказах выключателей, электрической и технологической автоматики.

8.2. АВАРИИ И БЛОКИРОВКИ ОТ НЕПРАВИЛЬНЫХ ДЕЙСТВИЙ ПЕРСОНАЛА

При неблагоприятном стечении обстоятельств на электростанциях возможны тяжелые аварии, приводящие к нарушению их функционирования, а также повреждению дорогостоящего энергетического оборудования, что вызывает большой ущерб в народном хозяйстве. Подобные аварии возникают в результате взаимосвязанных технических причин в сочетании с неправильными дейст-

виями персонала. Чтобы избежать этого, важно оценить неправильные действия персонала. Подход к оценке может быть двояким.

В первом случае предполагают, что наличие инструкций, хорошо поставленного обучения и высокой трудовой дисциплины исключает возможность неправильных действий. Разумеется, это важные факторы, необходимые и обязательные для высокого уровня эксплуатации.

Ориентация на то, что персонал должен справляться с любыми трудностями, включая и свойственные скорее машинному, чем человеческому действию — «удобна». В этом случае можно не думать о радикальных решениях, однако такой подход в известной мере рискован. В острых аварийных ситуациях невозможно полностью запрограммировать все действия. Здесь помимо хороших знаний и выучки, большую роль играет интуиция, находчивость, умение быстро ориентироваться — качества в разной мере присущие людям, что является основанием для другого подхода.

Таким образом, во втором случае предполагается, что если в определенной опасной ситуации возможны типичные неправильные действия оператора, то *обязательно кто-нибудь, где-нибудь эту ошибку допустит.* Поэтому исключительно важной является проблема взаимодействия персонала с техническими системами, которая в зависимости от тяжести последствий ошибочных действий может решаться по-разному.

Если тяжесть последствий невелика, то решение задач можно искать в *нерадикальной области:* улучшения инструкций, обучения, средств сигнализации, снижения размерности задач до уровней, обеспечивающих нормальную работу персонала. Эти средства обеспечивают единство понижения нежелательных эмоциональных нагрузок и повышения уровня эксплуатации технических систем.

Использование действий персонала в качестве основных или резервных связано с предоставлением ему при помощи технических средств информации о ситуации. Дело в том, что ситуация, складывающаяся в аварийных условиях, обычно противоречит сложившейся у персонала стереотипной реакции на похожие события, возникающие в нормальных условиях. Поэтому информацию об исключительности ситуации нужно подать в четком и недвусмысленном виде.

Решение задач управления, связанных с возможностью возникновения тяжелых аварий, требует формализации задач, возможной только в результате тщательного выявления и классификации аварий. В настоящее время известны некоторые такие аварии, однако их поиск необходимо продолжить.

Если последствия могут оказаться тяжелыми и необратимыми, то необходимо искать *радикальное решение,* заключающееся в создании условий, при которых опасная ошибка не сможет произойти. Обычно для этого необходимо перевести управление в область автоматического. В случае сохранения для каких-либо целей действий персонала необходимо предусмотреть *блокировку от неправильных действий.* Эту блокировку можно осуществить так, чтобы неправильные в данном случае действия не выполнялись и сопровождались появлением сигнала. После этого персонал должен иметь возможность деблокировки цепи управления, но уже для осознанного и продуманного действия.

Выявленные в настоящее время опасные ситуации можно отнести к обесточению собственных нужд электростанций и случаям, приводящим к тяжелым повреждениям основного оборудования.

Нарушение функционирования собственных нужд электростанций возможно в случаях:

— отключения основного источника питания при отсутствии резервного;

— снижения частоты до уровня, вызывающего отказ насосов, работающих на противодавление.

Приведем известные аварийные ситуации, требующие блокировки от неправильных действий персонала.

1. Если отделение электростанции от ЭС произошло в сети, то персонал может об этом не знать. Оно может сопровождаться снижением нагрузки электростанции. В нормальных режимах при снижении нагрузки персонал восстанавливает ее путем изменения уставки регуляторов частоты вращения. Естественно, что это действие, превратившееся в стереотипную реакцию, проявится и на этот раз. Однако если в нормальном режиме это приводит к восстановлению мощности при неизменной частоте, то в данном случае это приведет к росту частоты при практически неизменной нагрузке. В связи с тем, что частота в нормальном режиме изменяется незначительно, персонал не заостряет на ней внимания (частота в этих условиях плохо различимый параметр), попытки восстановить мощность электростанции продолжаются до достижения частотой значения $f = 1{,}1 f_{ном}$ и срабатывания автоматов безопасности турбин. При этом собственные нужды будут питаться от агрегатов, переведенных в режим выбега и в итоге окажутся обесточенными, а электростанция — остановится.

Во избежание подобной аварии необходимо дать сигнал персоналу о недопустимом повышении частоты в виде хорошо заметного транспаранта.

Управляющее воздействие на изменение уставки регуляторов частоты вращения турбин в сторону «выше» должно проходить через элемент контроля увеличения частоты, исключающего возможность изменения уставки в опасном направлении при повышенной частоте. Одновременно должен предусматриваться ключ для шунтирования устройства контроля частоты в целях проведения испытания автомата безопасности.

2. Большое снижение частоты (см. § 8.1) может привести к отказу насосов, работающих на противодавление, и, следовательно, равносильно обесточению питательных насосов.

Большое снижение частоты сопровождается полным открытием регулирующих клапанов турбины и использованием аккумулирующих способностей котлов. При резком повышении нагрузки турбогенераторов персонал стремится их разгрузить, воздействуя на уставки регуляторов частоты вращения или даже на ограничители открытия регулирующих клапанов. Это может привести к дополнительному снижению частоты и нарушению функционирования собственных нужд на всех электростанциях, оказавшихся в отделившейся дефицитной части ЭЭС.

Известны случаи, когда турбогенераторы, на регуляторах частоты вращения которых были предварительно установлены ограничители открытия регулирующих клапанов, затем, при снизившейся частоте, выделялись на собственные нужды с нагрузкой, которой соответствовало требуемое количество пара, превышавшее пропускную способность, соответствующую положению ограничителя. При этом агрегаты быстро тормозились, а собственные нужды обесточивались. Поэтому у персонала должно быть четкое представление о событии. Информация о большом снижении частоты должна фиксироваться специальным сигналом на хорошо видимом транспаранте.

Персонал должен знать, что упомянутые выше действия, соответствующие стереотипу, сложившемуся в нормальных режимах, недопустимы так как ухудшают положение. Воздействие на уставку регуляторов частоты вращения в сторону «меньше» можно блокировать по признаку снижения частоты.

Автоматическое частотное выделение (см. § 8.1) действует в случаях, когда авария тяжелее расчетной и установившаяся в ее процессе частота ниже и длительнее, чем при безопасных значениях. Действия персонала в данном случае являются резервными.

3. Опасность для собственных нужд возникает и при их питании от турбогенератора в режиме его выбега. Это возможно при срабатывании автомата безопасности и закрытии стопорного клапана. В данном случае прекращается поступление пара в турбину, вращение агрегата продолжается благодаря переходу генератора в режим двигателя за счет активной мощности, потребляемой им из сети.

В нормальном режиме температура внутренних поверхностей турбины соответствует температуре пара. В беспаровом режиме теплота, появляющаяся в результате вентиляционных потерь, из цилиндров не отводится, поэтому температура (особенно последних ступеней) может достигнуть значений, опасных для механической прочности лопаточного аппарата. Длительность беспарового режима ограничивается несколькими минутами, после чего выключатель генератора отключается, переводя турбогенератор в режим выбега.

В этом случае сохраняется питание собственных нужд от генератора, напряжение которого поддерживается с помощью АРВ, а

частота снижается (см. рис. 8.6), достигая критического значения быстрее, чем уменьшается напряжение (до уровня, обеспечивающего перевод питания собственных нужд на резервный источник в результате срабатывания АВР, реагирующего на исчезновение напряжения).

На ТЭС нет надобности в питании собственных нужд от выбегающих генераторов. В этом случае целесообразно отключить присоединение собственных нужд от основного источника по признаку закрытия стопорного клапана, о чем можно судить по положению его блок-контакта. Напряжение на шинах собственных нужд при этом исчезает и создаются условия для своевременного срабатывания АВР. Для своевременного отключения присоединения собственных нужд можно использовать и реле частоты.

На АЭС, где кратковременное питание части собственных нужд от выбегающих генераторов предусматривается, для этого применяются преобразователи частоты, поддерживающие при изменении входной частоты до $f=0{,}6\,f_{ном}$, нормальную частоту на выходе, и необходимый комплекс средств автоматического перевода собственных нужд на питание от резервных источников и дизельгенераторов.

Разрушение турбогенераторов возможно в случаях, когда частота вращения превышает $1{,}1n_{ном}$ и приводит к поломкам лопаточного аппарата турбины. Нарушение центровки вращающихся масс вызывает сильные вибрации, увеличивающие размеры разрушения и приводящие в итоге к разрушению подшипников и конструктивных креплений (см. § 8.1) и выбросам агрегата, сопровождающимся пожарами и несчастными случаями.

Приведем известные аварийные ситуации, требующие блокировки от неправильных действий персонала.

1. В процессе каких-то ремонтов в стопорный клапан попадает посторонний предмет (например, металл от сварки), препятствующий его плотному закрытию. Несмотря на то, что автоматы безопасности проверяются раз в месяц, такое может случиться.

В этом случае стопорный клапан, закрывшись, пропускает немного пара в турбину. Для персонала это, явившись неожиданностью, оказывается «плохо различимым признаком». Действуя по инструкции, спустя незначительное время, персонал отключает выключатель генератора, после чего поступающего в турбину пара оказывается достаточно для достижения опасной частоты вращения.

Признаком неплотного закрытия стопорного клапана до отключения выключателя является сохранение небольшого потока активной мощности от генератора в сеть, который можно обнаружить, например, чувствительным реле направления мощности (с его помощью блокируется цепь отключения выключателя).

Во время испытаний стопорного клапана о его исправности судят по незначительным изменениям показаний ваттметров. Наличие

индикатора плотности закрытия позволяет повысить точность самих испытаний.

2. Известно, что при сбросе нагрузки гидрогенераторами кратковременно их частота вращения достигает значения $1{,}3n_{ном}$. Гидрогенераторы являются многополюсными и, следовательно, тихоходными машинами. Подобное повышение частоты вращения для них безопасно. Однако если параллельно с ГЭС, сбросившей нагрузку, работают небольшие ТЭС, то частота вращения синхронно работающих турбогенераторов также повышается до этого значения.

Срабатывание автоматов безопасности не снижает частоту вращения, поддерживаемой частотой сети, а лишь переводит турбины в беспаровой режим, который из-за вентиляционных потерь может ускорить повреждение.

Единственным способом предохранения ТЭС от этого является их отделение от ГЭС по признаку повышения частоты, для чего на них предусматриваются частотные устройства деления.

Целесообразно применение и других блокировок от неправильных действий персонала, например, от несинхронного включения генераторов и др.

Дальнейшее выяснение случаев, приводящих к тяжелым последствиям на электростанциях и требующих средств автоматического управления или блокировок от неправильных действий персонала, позволит окончательно их исключить. На АЭС должна применяться система взаимодействия автоматики и персонала, полностью исключающая возможность аварий, опасных для среды, персонала и оборудования.

ГЛАВА 9

РАСХОД ЭНЕРГИИ НА ПЕРЕДАЧУ

9.1. СТРУКТУРА РАСХОДА ЭНЕРГИИ НА ПЕРЕДАЧУ

Передача электроэнергии по электрической сети связана с нагревом ее элементов, на что тратится часть вырабатываемой электроэнергии. Расход энергии на передачу увеличивается при возрастании загрузки элементов электрической сети, а также при росте единичной мощности агрегатов и электростанций, приводящем к необходимости передачи энергии на значительное расстояние и ее распределения по большой территории. Однако развитие сетей сопровождается появлением новых ЛЭП, ростом номинальных напряжений, вводом средств регулирования и компенсации реактивной мощности, приводящим к снижению токов в ЛЭП, что уменьшает расход энергии на передачу. В результате расход энергии на передачу увеличивается примерно пропорционально отпуску энергии в сеть, а относительная его величина изменяется незначительно.

Уровень расхода энергии на передачу обусловливается отдаленностью источников энергии от узлов потребления, ситуациями с

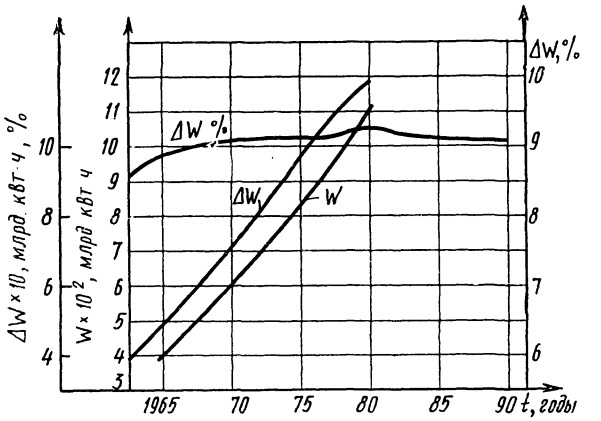


Рис. 9.1. Динамика изменений расхода энергии на передачу в Минэнерго СССР:
W — отпуск энергии в сеть; ΔW — потери энергии, $\Delta W\%$ — потери энергии в процентах

энергоресурсами (водоток на ГЭС), структурами электрической сети, плотностью нагрузки. Значительны расходы на передачу в странах, имеющих большую территорию (СССР, США, Канада). Небольшой расход в странах, обладающих компактными энергосистемами (ФРГ, Англия).

На рис. 9.1, 9.2 соответственно приведены динамики расхода энергии на передачу в электрических сетях Минэнерго СССР и в ряде развитых стран*. Снижение потерь в Канаде (2) до 7% объясняется вводом в действие сети 750 кВ.

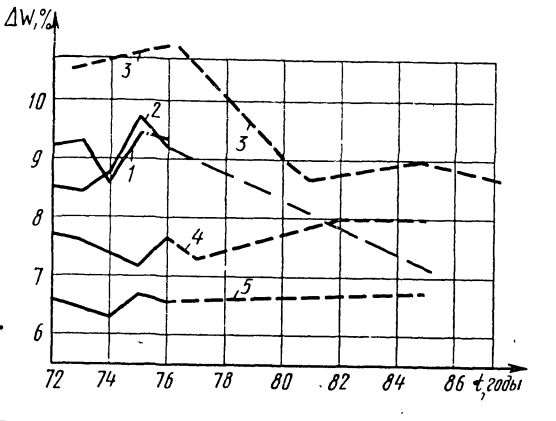


Рис. 9.2. Динамика изменений расхода энергии на передачу в ряде развитых стран:
1 — Швеция; *2* — Канада; *3* — США; *4* — Англия; *5* — Франция

Расход энергии на передачу можно изме-

* Потери энергии в электрических сетях энергосистем / Под ред. *В. Н. Казанцева*. — М.: Энергоатомиздат, 1983.

Крикунчик А. Б. Прогноз развития электроэнергетики США до 2000 года // Энергохозяйство за рубежом, 1984, № 14, С. 43—45.

нить вводом в работу различных средств, требующих капиталовложений. Суммарные издержки, включающие годовую долю как капиталовложений, так и эксплуатационных расходов, связанных с изменением расхода энергии, образуют зависимость, имеющую экстремум (рис. 9.3). Дополнительные к оптимальным капиталовложениям ($K_{опт}$) на средства, снижающие расход энергии на передачу, вызывают рост издержек по сравнению с оптимальными затратами и, следовательно, нерациональны. Соответствующий расход энергии на передачу является оптимальным.

Из рассмотренного следует, что определенный уровень расхода энергии на передачу (потери) в народнохозяйственном смысле рационален.

На рис. 9.4 приведена структура распределения расхода на передачу между различными сетями. Здесь потери сетей 330—500 кВ включают 1% потерь на корону и 1,5% — на вращение агрегатов в режиме синхронных компенсаторов (СК).

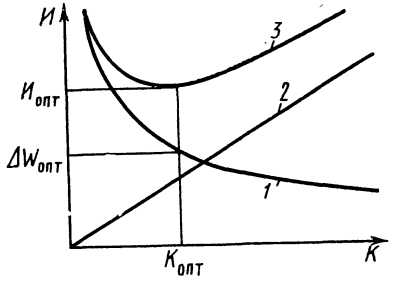


Рис. 9.3. Влияние капиталовложений на расход энергии в сетях:
1 — расход энергии на передачу; *2* — затраты; *3* — суммарные издержки

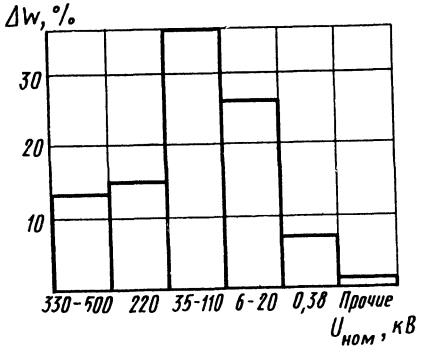


Рис. 9.4. Структура распределения расхода энергии на передачу для различных сетей

Потери в сетях НН различных ЭЭС колеблются в диапазоне 0,5—30% (сюда в настоящее время относят и расход на плавку гололеда и потери на преобразовательных подстанциях). При плохом учете в эти потери входит и неучтенное потребление.

Сведения о потерях фиксируются в виде разности между данными об отпущенной в сеть энергии, регистрируемой учетом на генерирующих установках, и энергии, отпущенной потребителям и оплаченной по счетам. Оплата счетов обычно производится с некоторым опозданием по отношению к использованию энергии. Эти опоздания в целом на потерях в сетях не сказываются, но при учете сезонных изменений потребления, месячные данные о потерях в

первую половину года ниже (рис. 9.5), а во вторую половину — выше фактических значений.

В настоящее время часто используют показатель потерь, выраженный в относительных единицах и относимый к энергии, отпускаемой в сеть ЭЭС. Энергия, поступающая к потребителям, является *полезно отпускаемой* энергией.

Энергия, отпускаемая другим ЭЭС из межсистемной сети, пропускается через ЛЭП высших напряжений и практически сопровождается лишь незначительным расходом на передачу в данной ЭЭС. Основной расход на передачу возникает в энергосистеме-потребителе. Если эту энергию отнести к полезному отпуску, то в зависимости от нее (а ее количество в конкретных условиях может изменяться в широких пределах) относительные потери в сетях могут также изменяться в широких пределах, например от 5 до 13%. Подобные данные не отражают сущности расхода энергии на передачу.

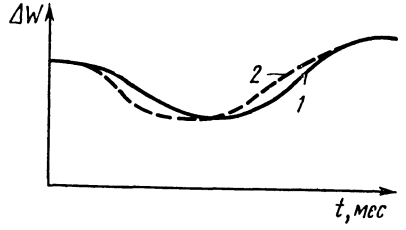


Рис. 9.5. Эффект смещения расхода энергии на передачу из-за задержки фиксации показаний счетчиков у потребителей:
1 — его истинное значение; *2* — регистрируемый расход

Расход энергии на передачу зависит от потоков мощности, протекающих через элементы электрической сети. Можно установить взаимосвязь между ними и пропускаемой через сеть энергией, содержащей (из-за неучета конкретных нюансов) вероятностную составляющую. Наиболее тесна эта взаимосвязь для распределительных сетей, не имеющих генерирующих источников.

Режим питающих сетей более доступен для расчетов. Однако здесь имеются трудно предвидимые потери мощности, обусловленные неточностью прогнозов водотоков на ГЭС, топливоснабжения на ТЭС и состояния оборудования на ТЭС и АЭС.

Общий уровень расхода энергии на передачу в значительной мере обусловлен техническими параметрами ЭС, выбранных в процессе проектирования. В эксплуатации расход энергии на передачу можно уменьшить за счет тщательного управления режимом, его оптимизации и автоматического управления. Это снижение расхода достигает нескольких процентов от расхода на передачу, т. е. возможности воздействия на него ограничены.

9.2. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА СНИЖЕНИЕ РАСХОДА ЭНЕРГИИ НА ПЕРЕДАЧУ

Расход энергии на передачу относится к эксплуатационным издержкам, сохранение которых на оптимальном для народного хозяйства уровне обеспечивается соблюдением определенной стра-

тегии эксплуатации и применением средств, требующих проектных проработок и капиталовложений. Капиталовложения должны окупаться в сроки, не превышающие нормативных за счет снижения эксплуатационных издержек.

При оптимизации режима активной мощности потери в сетях являются одним из факторов, влияющих на экономические характеристики электростанций. При прочих равных условиях электростанция, передающая свою мощность на большие расстояния, оказывается менее экономичной. Влияние потерь в сетях на характеристики электростанций определяются на математических моделях энергосистем с помощью ЭВМ.

Средства снижения потерь энергии относятся к эксплуатационным или проектным. Они различны в электрических сетях разных уровней: межсистемных (системообразующих), питающих, распределительных и сетях НН. В подобной последовательности и необходимо их рассмотреть.

В **межсистемной сети** основным эксплуатационным средством снижения потерь энергии является поддержание оптимальных уровней напряжения в опорных узлах, к которым присоединены генерирующие источники. Максимальное напряжение ограничено условиями эксплуатации изоляции и для сетей 330 кВ соответствует отклонению +10% от номинального, для более высоких напряжений — +5%. Минимальное напряжение ограничивается требованиями статической устойчивости и регулирующими диапазонами трансформаторов связи, при которых обеспечиваются нормальные напряжения в смежных сетях других номинальных напряжений.

На уровни оптимальных напряжений влияют соотношения нагрузочных потерь; потерь на корону; расхода активной мощности на вращение агрегатов в режиме синхронных компенсаторов.

Нагрузочные потери

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{n} [(P_i^2 + Q_i^2)/U_i^2] R_i,$$

где P_i и Q_i — соответственно потоки активной и реактивной мощностей на n участках, имеющих активное сопротивление R_i.

Следовательно, высокие уровни напряжения способствуют снижению нагрузочных потерь. Правда, для поддержания напряжения на приемной стороне сильно загруженных протяженных ЛЭП (рис. 9.6), поток реактивной мощности должен быть направлен навстречу потоку активной мощности. Это приводит к росту загрузки ЛЭП, однако обычно преобладающее влияние на снижение потерь оказывает повышение напряжения.

Потери на корону возникают в результате частичных разрядов на поверхности провода, вызванных большой напряженностью электрического поля. Конструкции ЛЭП для номинальных напряжений, начиная с 330 кВ, выбираются с таким расчетом, что-

бы эквивалентный радиус проводов при применении расщепления был достаточно большим. Это снижает напряженность электрического поля на поверхности провода настолько, что практически при хорошей погоде, устраняет существенные потери на корону. Потери на корону возрастают при возникновении на проводах образований, на которых концентрируется напряженность электрического поля.

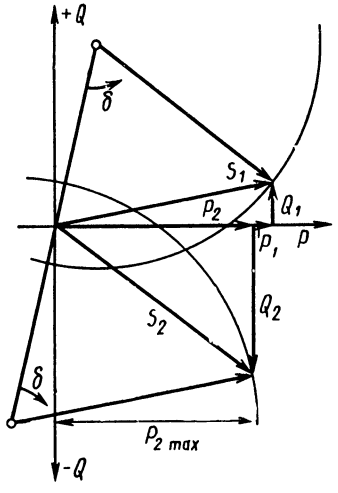


Рис. 9.6. Круговая диаграмма линии электропередачи

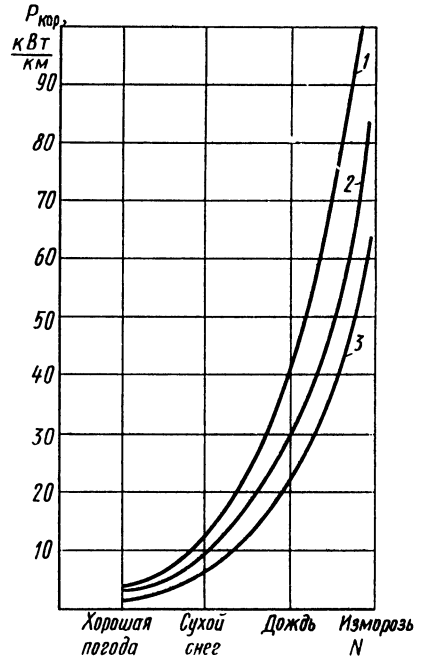


Рис. 9.7. Зависимости удельных потерь для ВЛ 500 кВ на корону от типа погоды N при различных уровнях напряжения *(1, 2, 3)*

Такими образованиями могут быть дождевые капли, задерживающийся на проводах при снегопаде снег в виде кристаллических остриев, или возникновение на них изморози. При изморози потери на корону особенно возрастают (рис. 9.7).

Потери на корону $P_{кор}$ [17] представлены в математических моделях ЭС: для хорошей погоды, дождя, сухого снега и изморози. Изменения погоды, вызывающие повышенные потери на корону, происходят на ограниченной территории. На рис. 9.8 приведены данные гидрометцентра о вероятных протяженностях территорий, охваченных «плохой» погодой в Московской области. Из них следует, что дождь в этом районе в среднем охватывает территорию

протяженностью 200 км, а изморозь и снег — соответственно 130 и 80 км. Параметры, представляющие потери на корону, выбираются для всей территории, где имеются отклонения погоды от нормальной. «Плохая» погода имеет сравнительно небольшую длительность и составляет в европейской средней полосе: для снегопада — 8,6%, дождя — 7,1% и изморози — 3,7% от суммарного времени. Для более точного учета влияния потерь на корону на режим напряжения сети сверхвысокого напряжения целесообразно в каждом районе иметь системы их определения, используя эти данные в управлении режимом ЭС.

Потери на корону зависят от напряжения. В плохую погоду при больших $P_{кор}$ может оказаться целесообразным снижение напряжения, правда, при этом возрастут нагрузочные потери. Степень целесообразного снижения напряжения выявляется с помощью оптимизационной модели.

К сожалению, гидрометеорологическая информация о погоде поступает с опозданием, что затрудняет учет погоды для снижения $P_{кор}$. Поэтому актуальна задача непосредственного определения потерь на ВЛ, выделенной для этой цели в районе, где погода представляет интерес. Подобную ВЛ можно либо снабдить специальными датчиками короны, оснащенными телеканалами, либо использовать для этого двустороннее телеизмерение параметров режима. Потери на корону можно определить с помощью системы, структурная схема которой приведена на рис. 9.9. Здесь *1* и *2* (P_1 и P_2) — измерения мощности, а также других целесообразных параметров в начале и конце ВЛ; *3* — модель ВЛ, с помощью которой рассчитываются параметры режима на ее конце при измеренных параметрах в начале; *4* — блок, определяющий разность мощностей ΔP в конце ВЛ измеренных и рассчитанных на модели; *5* — блок,

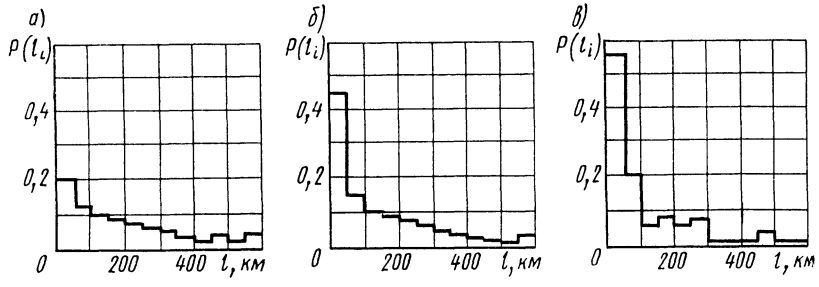


Рис. 9.8. Вероятности протяженности участков «плохой» погоды, вызывающей повышенные потери энергии на корону в районе Московской области:

а — для дождя, средняя протяженность $l_{ср}$ равна 200 км; *б* — для снегопада, $l_{ср}$=80 км; *в* — для изморози, $l_{ср}$=130 км

фиксирующий зависимость средней разности мощностей от мощности; передаваемой по линии $\Delta P=f(P_1)$; *6* — блок, задающий некоторый порог этой разности $\Delta P_{пор}$, который не может быть превышен в нормальном режиме; *7* — блок, переключающий поток информации в случае превышения $\Delta P_{пор}$; *8* — блок, суммирующий $P_2+\Delta P$; *9* — блок, определяющий $P_{кор}$; *10* — блоки, выдающие информацию о погоде и константах модели потерь на корону, вводимые в оптимизационную модель.

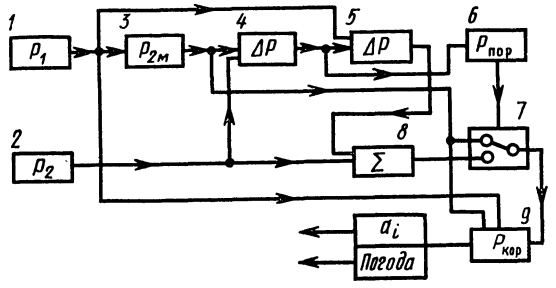


Рис. 9.9. Структурная схема системы для определения типа погоды и констант модели потерь на корону

На основе показаний разностей измерений в начале и конце ВЛ потери на корону невозможно определить из-за погрешностей измерения, имеющих систематическую и случайную составляющие. Случайная составляющая устраняется использованием большого числа измерений, например усреднением за 0,5—1 ч. Систематическая составляющая ΔP устраняется использованием модели ВЛ, с помощью которой устанавливается отличие измеряемого значения P_2 от рассчитанного на модели $P_{2м}$ при измеренном P_1: $\Delta P=P_2-P_{2м}$.

Значения этих усредненных погрешностей запоминаются в ЭВМ, в которой образуется их зависимость от P_1. Если текущее значение этой погрешности не превышает порога, то погода относится к хорошей. При плохой погоде из-за потерь на корону ΔP увеличивается и превышает пороговое значение $\Delta P_{пор}$. В этом случае необходимо прибегнуть к непосредственному измерению потерь в ВЛ. Это обеспечивается переключением блока 7, после чего о мощности в конце ВЛ можно судить по измеренной величине P_2, скорректированной на величину ΔP, взятой из памяти ЭВМ и устраняющей систематическую погрешность. После вычитания из величины $P_2+\Delta P$ нагрузочных потерь, получаемых из модели ВЛ, получаем $P_{кор}$.

Зависимость типа погоды от потерь на корону и отклонения напряжения может быть представлена в виде

$$N=a_1(P_{кор}-P_0)-a_2(P_{кор}-P_0)^2-a_3(P_{кор}-P_0)V-b_1V-b_2V_2,$$

где P_0, a_1, a_2, a_3, b_1, b_2 — константы; $P_{кор}$ — измеренные потери на корону; V — среднее отклонение напряжения на ВЛ.

Зная отклонение напряжения и $P_{кор}$, легко определяется тип погоды.

Затем используем зависимость потерь на корону от типа погоды и отклонения напряжения (см. рис. 9.7): для получения констант, вводимых в оптимизационную модель для всех ВЛ района,

$$P_{кор}=P_0+c_1N+c_2N^2+c_3NV+d_1V+d_2V.$$

Здесь N — числа (например, 1; 2; 3; 4), характеризующие тип погоды, значения которых выбираются так, чтобы образовать монотонную зависимость $P_{кор}=f(N)$.

Для того чтобы обеспечить выявление приращения потерь на корону, необходимо, чтобы кванты дискретных уровней телеизмерений были меньше ожидаемых приращений потерь на корону.

Располагаемая реактивная мощность генерирующих источников, используемых для выработки активной мощности, в определенных режимах оказывается исчерпанной. Тогда может возникнуть необходимость в использовании агрегатов ГЭС в режиме СК, для вращения которых потребляется активная мощность из сети.

Потери на корону и потребление мощности на вращение агрегатов в режиме СК меньше при более низких напряжениях в сети. Оптимальное значение напряжения определяется в результате взаимодействия всех факторов в оптимизационной модели ЭС.

Опыт использования оптимизационных методов свидетельствует о том, что изменение напряжения в опорных узлах происходит в сравнительно небольших пределах, что объясняется обычно наличием вблизи от них сильно загруженных участков электрической сети. В итоге фактор нагрузочных потерь преобладает. Напряжение снижается лишь при исчерпании располагаемой реактивной мощности генерирующих источников, примыкающих к узлу, так как его в этом случае нечем поддерживать.

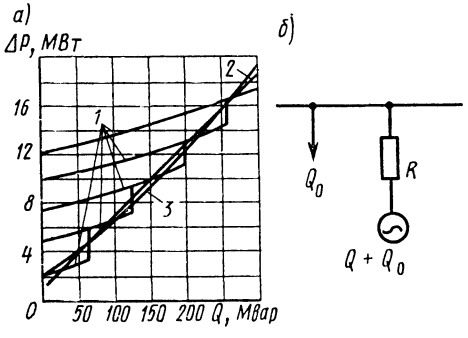


Рис. 9.10. График расхода мощности на вращение гидрогенераторов в режиме СК на ГЭС *(а)* и эквивалентная схема замещения для выбора числа агрегатов, работающих в режиме СК *(б)*:

1 — фактические характеристики; *2* — линейная аппроксимация рабочей части характеристики; *3* — квадратичная аппроксимация

Оптимальное напряжение уменьшается и в случаях использования агрегатов в режиме СК. Если имеются ГЭС с агрегатами, потребляющими различную активную мощность на вращение (рис. 9.10), то при использовании агрегатов, требующих меньшей мощности, оптимальное напряжение снижается на ΔU_1, а при использовании агрегатов большей мощности — на ΔU_2 ($\Delta U_2>\Delta U_1$).

При использовании квадратичной аппроксимации характеристики группы агрегатов для оптимизации их выбора можно применить эквивалентную схему замещения, изображенную на рис. 9.10. Здесь R — эквивалентное сопротивление, в котором выделяются потери, равные потреблению активной мощности на вращение, а Q_0 — постоянная реактивная мощность, характеризующая расстояние по оси абсцисс между началом координат и экстремумом аппроксимирующей параболы.

Требуемые оптимальные напряжения могут определяться на ЭВМ заранее, а затем использоваться в реальном времени в процессе управления режимом.

Электростанции, примыкающие к опорным узлам, взаимно влияют на режимы друг друга. Поэтому они должны поддерживать напряжение, участвуя в регулировании каждая определенной долей. Долевое участие каждой из них определяется в основном параметрами сети, соотношением местоположения нагрузок и электростанций. Учитывая, что сеть с электростанциями, примыкающими к опорному узлу, достаточно компактна, другие характеристики режима имеют подчиненное значение.

Процесс управления можно автоматизировать при условии, что на электростанциях используются вторичные системы управления возбуждением. В связи с тем, что основным их элементом являются ограничители возбуждения, необходимые как средство нормальной эксплуатации генераторов (см. § 4.2), применение подобных систем на всех электростанциях обязательно.

Межсистемная сеть формируется из параллельно работающих сетей различных номинальных напряжений. Так, например, имеются параллельно работающие сети номинальных напряжений 330—110 кВ; 550—220 кВ; 750—330 кВ; 1150—500 кВ.

Известно, что реактивная мощность распределяется приблизительно обратно пропорционально активным сопротивлениям, а активная мощность — обратно пропорционально индуктивным сопротивлениям. Индуктивное сопротивление относительно больше у сетей более высокого номинального напряжения. Учитывая, что участки сети с меньшими индуктивными сопротивлениями имеют более высокое активное сопротивление, естественные потери активной мощности в подобных неоднородных сетях, у которых отношение R/X на отдельных участках различно, сопровождаются увеличением потерь.

Существенное увеличение потерь из-за неоднородности сети зависит от взаимного расположения источников и нагрузок и проявляется в основном на участках, через которые протекают значительные мощности. Так, например, в случае, изображенном на рис. 9.11, *а*, пониженная индуктивность сети НН дополняется индуктивностью автотрансфоматоров связи и неоднородность сети уменьшается. В случае же, изображенном на рис. 9.11, *б*, индуктивность автотрансформаторов дополняет и без того высокое ин-

дуктивное сопротивление сети ВН и неоднородность усиливается.

Управление потоками активной мощности в параллельно работающих сетях, имеющих различные номинальные напряжения, возможно при применении трансформаторов связи с регулированием, содержащим не только продольную, но и поперечную составляющие напряжения. Иногда для этого используется регулирование, содержащее переменную ЭДС, имеющую определенный угол по отношению к напряжению, например, 60°.

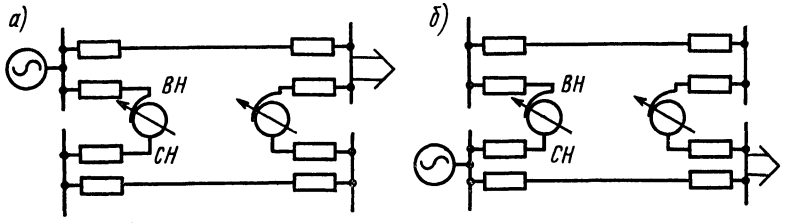


Рис. 9.11. Параллельная работа сетей различных номинальных напряжений:
а — генерирующие источники на стороне ВН; *б* — генерирующие источники на стороне СН

При использовании поперечного регулирования снижаются потери активной мощности, однако возрастают потери реактивной мощности, что вызвано увеличением потока активной мощности в ветвях с большими индуктивностями.

В сетях, питающих ЭЭС, выполненных на напряжение 110—220 кВ, потерями на корону можно пренебречь. Минимальные потери соответствуют максимально допустимым напряжениям в сети при условии, что у электроприемников поддерживаются нормальные напряжения.

Предельное напряжение (по условиям эксплуатации изоляции) соответствует отклонению, равному +15% от номинального, и ограничивается регулирующим диапазоном понижающих трансформаторов и автотрансформаторов связи. Минимально допустимое напряжение, как правило, не достигается.

В настоящее время в сети 110 кВ в эксплуатации находятся понижающие трансформаторы двух типов. У трансформаторов старых выпусков диапазон регулирования обмотки ВН составляет ±10% от номинального, а у трансформаторов новых выпусков — +20,2% ÷ —12%.

В режиме максимальных нагрузок на шинах ЦП нужно поддерживать максимальное напряжение (см. § 6.4). В это время к выводам первичной обмотки понижающего трансформатора старого выпуска можно подвести напряжение с отклонением, соответствующим максимальному коэффициенту трансформации (V_2 = +10%):

$$V_1' = V_2' + \Delta V_т' + \delta V_1 - \delta V_2 = 8 + 2 + 10 - 5 = +15\%.$$

Здесь V_2' — требуемое отклонение напряжения на шинах ЦП в режиме максимальных нагрузок, %; δV_1 и δV_2 — соответственно превышения номинального напряжения первичной обмотки (при крайнем положении РПН) и вторичной обмотки над номинальным напряжением сети.

Потеря напряжения в трансформаторе, принятая $\Delta V_т' = 2\%$, предполагает, что трансформатор слабо загружен.

К первичной обмотке трансформаторов новых выпусков в этом режиме можно подвести еще более высокое напряжение. Однако дополнительное его повышение недопустимо по условиям эксплуатации изоляции сети. В режиме минимальных нагрузок, когда отклонение напряжения (V_2'') на шинах ЦП должно быть снижено до нуля, к выводам первичной обмотки трансформатора в качестве максимального можно подвести отклонение напряжения, %:

$$V_1'' = V_2'' + \Delta V_т'' + \delta V_1 - \delta V_2 = 0 + 0 + 10 - 5 = +5.$$

Следовательно, в режиме минимальных нагрузок применительно к понижающим трансформаторам старых выпусков напряжение в сети должно быть снижено.

Для понижающих трансформаторов новых выпусков $V_1' = 0 + 0 + 20 - 5 = 15\%$. Следовательно, в этом случае не требуется уменьшения напряжения, в результате чего потери энергии в сети могут дополнительно снизиться.

Поддержание напряжения в питающей сети обеспечивается генераторами электростанций и трансформаторами связи. Если учесть потери напряжения в повышающих трансформаторах, работающих в блоках с генераторами, то изменение напряжения в сети в диапазоне +15 ÷ +5% требует изменения напряжения на выводах генераторов в диапазоне +5 ÷ —10%.

Для поддержания $V_1 = 15\%$ повышающие трансформаторы должны иметь соответствующие коэффициенты трансформации. В большинстве случаев они ограничивают напряжение сети отклонением $V_1 = +10\%$. В режиме максимальных нагрузок это приводит к дополнительной потере мощности (см. § 4.5), %:

$$\Delta\Delta P = -2\Delta U = -2 \cdot -5 = 10.$$

Эффект снижения потерь мощности за счет поддержания в питающей сети высоких уровней напряжения достигается при условии, что на понижающих трансформаторах используются автоматические регуляторы напряжения, управляющие коэффициентом трансформации. Только в этом случае удается обеспечить относительно независимое поддержание напряжения: в питающих сетях — для снижения потерь, а в распределительных — для обеспечения необходимого качества энергии у электроприемников.

Неполноценное использование РПН трансформаторов приводит к:

— повышению потерь в питающей сети из-за вынужденного режима напряжения;

— ухудшению качества энергии у электроприемников;

— увеличению неоправданного потребления электроэнергии потребителями, так как напряжения в режимах средних и минимальных нагрузок завышены.

Регулирующие диапазоны автотрансформаторов связи достаточны для оптимизации напряжения питающих сетей. Однако для получения полного эффекта снижения потерь за счет регулирования уровня напряжения в питающих сетях необходимо автоматизировать управление режимом трансформаторов связи.

Питающие сети ЭЭС 110 — 220 кВ обычно работают параллельно с сетями более высоких напряжений. Замкнутое состояние сетей обеспечивает более надежную работу ЭС. Однако в связи с тем, что сечения проводов в ЛЭП 110—220 кВ невелики, контуры сети неоднородны. На участках, через которые протекают значительные перетоки мощности, неоднородность проявляется в виде повышения потерь.

Снижения потерь в таких контурах, где существенно проявляется неоднородность, можно достичь делением сети. В связи с тем, что подобное деление производится на участках, через которые протекает значительная мощность, оно существенно снижает надежность работы. Поэтому в местах деления должна устанавливаться автоматика (АВР), которая включает отключенный выключатель в случае исчезновения напряжения со стороны основного источника питания. Деление сети в ряде случаев целесообразно и для приведения в соответствие токов КЗ и разрывной способности используемых в сети выключателей.

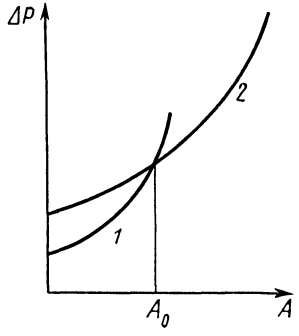


Рис. 9.12. Характеристики потерь в функции их режима (A) для решения задачи выбора числа работающих агрегатов:
1 — потери одного агрегата; *2* — двух агрегатов

Некоторого уменьшения потерь в питающей сети можно достигнуть рациональным выбором числа параллельно работающих элементов, которые помимо потерь, обусловленных нагрузкой, имеют еще и потери холостого хода. К таким элементам относятся, например, синхронные компенсаторы, трансформаторы, реакторы.

Сущность выбора числа работающих агрегатов ясна из рис. 9.12. Здесь линия *1* соответствует потерям одного агрегата, а линия *2* — двух агрегатов. Включение второго агрегата целесообразно при токе нагрузки I_0, соответствующем точке пересечения этих характеристик.

В связи с тем, что потери на вращение СК велики (см. рис. 9.10),

характеристики пересекаются при полной загрузке предыдущего агрегата. В подобном режиме используются гидрогенераторы, пуск которых производится подачей на рабочие лопатки турбины воды с последующим закрытием направляющего аппарата и вращением генератора в режиме двигателя.

Пуск обычных СК производится с помощью пусковой обмотки включением их в сеть через пусковой реактор. Однако число пусков СК ограничено прочностью конструкции. Поэтому они работают значительно дольше, чем это необходимо по балансу реактивной мощности, что вызывает значительные дополнительные потери.

Находящиеся в эксплуатации СК, к сожалению, часто используются не полностью. Это объясняется двумя причинами. Одна из причин — это то, что охлаждение СК водородное. Водород на объекты поставляется в баллонах, которые из-за взрывоопасности нельзя перевозить по железной дороге, в результате чего СК часто охлаждаются воздухом, следовательно, снижается располагаемая мощность. Второй причиной является неправильно выбранный коэффициент трансформации трансформатора, через который работает СК. В этом случае располагаемая мощность СК определяется не загрузкой обмоток (нагревом), а допустимым напряжением на его выводах.

Возможности рационального использования силовых конденсаторных батарей ограничиваются допустимым числом операций с выключателями, осуществляющими их регулирование. Мировая практика отдает предпочтение искусственным статическим источникам реактивной мощности, регулируемым с помощью тиристоров.

При решении вопроса о числе параллельно работающих трансформаторов необходимо учитывать потери холостого хода $\Delta P_{\text{х}}$ и нагрузочные потери $\Delta P_{\text{нагр}}$. Выбор числа параллельно работающих транформаторов также производится в соответствии с их характеристиками, аналогично рис. 9.12.

При снижении нагрузки подстанции один из параллельно работающих трансформаторов отключают, что возможно при наличии у трансформатора выключателей. В тех случаях, когда трансформаторы из-за необходимости ограничения токов КЗ работают раздельно, отключение незагруженного трансформатора требует сложных операций, трудно выполнимых при отсутствии на подстанции постоянного дежурного персонала. Не удается воспользоваться этой возможностью и в случаях, когда со стороны ВН трансформаторы не имеют выключателей. Тогда задача отключения незагруженного трансформатора решается посезонно.

В распределительных сетях и сетях НН минимизация потерь достигается соблюдением определенных принципов их эксплуатации. Наиболее важный принцип — это поддержание в сети 6—20 кВ максимального напряжения при нормальных напряжениях у электроприемников, что (см. § 5.5) достигается правильным выбором ответвлений ПБВ РТ и автоматизацией встречного регулирования

напряжения на шинах ЦП. Потери снижаются при оптимальном режиме силовых конденсаторных батарей, используемых в распределительной сети. Выбор ответвлений ПБВ корректируется с учетом их режима.

Для обеспечения требуемых показателей качества напряжения и одновременного снижения потерь энергии в распределительной сети предпринимаются различные меры. К ним относятся меры, обеспечивающие допустимые отклонения напряжения, несимметрию и содержание высших гармоник. Они сводятся к своевременному выполнению регламентных эксплуатационных работ, проводимых с определенной периодичностью. Мероприятия по снижению издержек, связанных с потерями в электрических сетях, необходимые для них средства и информация, а также ожидаемый эффект, приведены в табл. 9.1.

Из табл. 9.1 следует, что прктически все средства, используемые для снижения потерь, являются многоцелевыми. Они одновременно

Таблица 9.1. **Мероприятия, позволяющие снизить издержки, связанные с потерями энергии в сетях**

Мероприятия	Необходимая информация и средства	Получаемый эффект
Учет потерь при распределении активной мощности между электростанциями	Исходные данные о режиме	Минимизация издержек
Поддержание оптимальных уровней напряжения в межсистемной сети	То же	Минимизация потерь энергии, повышение статической устойчивости
Оптимальное распределение реактивной мощности между генерирующими источниками	Данные о параметрах сети и нагрузках. Автоматическое управление РПН, автотрансформаторов связи, трансформаторов ЦП	Минимизация потерь энергии, повышение управляемости, улучшение баланса реактивной мощности
Перераспределение потоков активной мощности с помощью поперечного регулирования трансформаторов	Автоматизация продольно-поперечного регулирования автотрансформаторов связи	Минимизация потерь энергии; повышение пропускной способности сети

Продолжение табл. 9.1

Мероприятия	Необходимая информация и средства	Получаемый эффект
Поддержание максимальных напряжений в питающей сети ЭЭС при оптимальном распределении реактивных мощностей	Автоматизация РПН трансформаторов	Минимизация потерь энергии, повышение пропускной способности сети
Ремонт системообразующих ВЛ под напряжением, пофазный ремонт ВЛ	Технические средства	Снижение потерь, повышение надежности
Секционирование части питающей сети ЭЭС	Данные о характерных режимах	Минимизация потерь энергии, снижение токов КЗ
Использование оптимального числа параллельно работающих трансформаторов	Информация о нагрузке, подстанции, наличие выключателей	Минимизация потерь энергии
Поддержание максимального напряжения в распределительной сети ВН при нормальных напряжениях у потребителей	Правильный выбор ответвлений ПБВ РТ и встречное регулирование в ЦП. Регламентная работа	Минимизация потерь энергии и обеспечение качества
Оптимальное размещение и использование БК	Информация о характерных режимах распределительной сети; автоматизация режима БК	Минимизация потерь и повышение качества энергии
Систематическое распределение нагрузки по фазам сети НН	Регламентные работы	То же

со снижением потерь повышают уровень статической устойчивости; увеличивают пропускную способность; улучшают баланс реактивной (активной) мощности и качество энергии; уменьшают токи КЗ, освобождают персонал от монотонной работы. Использование большинства этих средств неизбежно в случаях, когда стремятся к обеспечению высокой культуры эксплуатации ЭЭС.

Средства автоматического управления режимом столь малозатратны, что целесообразность их использования, как правило, не

требует доказательств, к тому же автоматизация является радикальным решением задачи.

Для достижения более высокого уровня эксплуатации в сочетании со снижением потерь в сетях иногда необходимы технические средства, требующие капиталовложений. К ним относятся устройства компенсации реактивной мощности, установки поперечного регулирования, применение на ЛЭП проводов бóльших сечений и т. д. Необходим периодический анализ эффективности различных средств совершенствования эксплуатации. Те из них, целесообразность которых подтверждается, должны на основе конкретной информации о режиме подвергаться проектной проработке для минимизации издержек. Под минимизацией издержек понимают приведение к минимуму не потерь, а всех видов издержек в виде оптимального сочетания капитальных и текущих затрат. Потери в сетях при этом сохраняются на оптимальном уровне. Соблюдение всех требований эксплуатации, направленных на оптимизацию режима, позволяет снизить потери на 5—10%.

Учитывая многоцелевой характер мероприятий, предпринимаемых для снижения потерь, их эффективность проверяется электрическими расчетами режимов соответствующих частей ЭС.

Расчеты характерных режимов проводятся на ЭВМ. Выявляется влияние анализируемых средств на технические характеристики режима и на потери, являющиеся одним из результатов расчета установившегося режима.

Использование потерь энергии в ЭС в качестве показателя работы привело к большим затратам труда и времени на их расчет во всех звеньях электрических сетей. Подобные расчеты зачастую являются самоцелью и не предназначены для снижения потерь.

Большинство эксплуатационных мероприятий, направленных на повышение уровня эксплуатации и снижение потерь и практически не требующих затрат, должны применяться независимо от размера потерь энергии в ЭС. Мероприятия проектного характера требуют углубленного технико-экономического анализа. Вопросы, связанные с минимизацией издержек, составляющими которых являются потери, рассматриваются в курсах электрических сетей и систем, оптимизации режимов и развития электрических систем.

Известно, что смещение во времени счетов на оплату электроэнергии потребителями позволяет существенно «уменьшать» потери энергии в одни периоды за счет их «увеличения» в другие. По-видимому, переход на полный хозрасчет и самофинансирование освободит ЭЭС от искушения прибегать к нравственно сомнительным средствам ради выполнения планируемых промежуточных показателей работы.

ГЛАВА 10

ПОНЯТИЕ ОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

10.1. ЭНЕРГЕТИКА КАК БОЛЬШАЯ СИСТЕМА

Энергетика как большая система дает возможность:

— гибко маневрировать резервами мощности при сокращении их суммарного размера, следовательно, компенсировать последствия непрерывно возникающих непредвиденных ситуаций, в том числе и остановки топливоснабжения;

— облегчать проведение ремонтов оборудования при сохранении нормального энергоснабжения;

— снижать общее максимальное потребление мощности за счет несовпадения во времени максимальных нагрузок отдельных районов;

— оптимизировать режим ее работы при использовании электростанций в соответствии с их экономичностью и маневренностью;

— способствовать развитию энергетики применением агрегатов и электростанций, имеющих экономически целесообразную и экологически обоснованную мощность.

Свойства большой системы не ограничиваются суммой свойств элементов, а дополнены своими существенными свойствами. Взаимосвязи между элементами системы называются *внутренними,* а взаимосвязи со средой — *внешними.* Система характеризуется определенными структурой, организацией и упорядоченностью (структуре присуще иерархическое строение).

Область территории, в пределах которой сформировался определенный народнохозяйственный комплекс, обслуживается ЭЭС. Мощность, потребляемая в пределах одной ЭЭС, равна 1—5 млн. кВт. Оптимального размещения источников энергии в пределах небольших территорий, обслуживаемых ЭЭС, добиться трудно. Поэтому эта задача решается в пределах бóльших территорий, охватывающих регионы страны. Энергосистемы объединяются межсистемными связями в объединенные энергосистемы (ОЭС). При этом появляется возможность обмена потоками мощности между крупными электростанциями различных типов и маневренными потоками между ЭЭС, реализующими функции резервирования.

Для обеспечения межрегиональных обменов мощностью ОЭС объединяются в ЕЭС, дающую возможность маневрирования энергетикой в рамках всего народного хозяйства.

Система функционирует в соответствии с определенными закономерностями. В каждое мгновение система находится в определенном состоянии. Последовательный набор состояний определяют как поведение системы. Под пассивным поведением понимают процессы, происходящие под влиянием среды, а под активным — процес-

сы, противодействующие влиянию среды. Поведение энергосистемы, в котором участвует человек и созданная им автоматика управления, можно рассматривать как целенаправленное.

Важной проблемой поддержания функционирования (эксплуатации) системы является обеспечение ее жизнеспособности, т. е. способности в зависимости от воздействия окружающей среды постепенно изменять свое состояние и переходить в новое устойчивое положение. Система при этом осуществляет отбор устойчивых состояний, обеспечивая свою жизнеспособность. Известно, что для этого необходимо гарантировать самоорганизацию на низших иерархических уровнях структуры при наличии координации с верхних уровней.

10.2. СТРУКТУРА УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ

В энергетике используется иерархическая структура управления. В этой многоуровневой системе некоторый орган управляет несколькими органами более низкого уровня, находящимися в его подчинении. Сам же управляется органом более высокого уровня.

Для иерархической структуры характерна известная автономность органов управления промежуточных и низших уровней. Решение стратегических задач происходит на высших иерархических уровнях, где оно наиболее эффективно. Тактические задачи в зависимости от их сложности и требуемых ресурсов могут решаться на более низких иерархических уровнях, что обеспечивает оперативность принятия решений, а в большинстве случаев и более высокую точность.

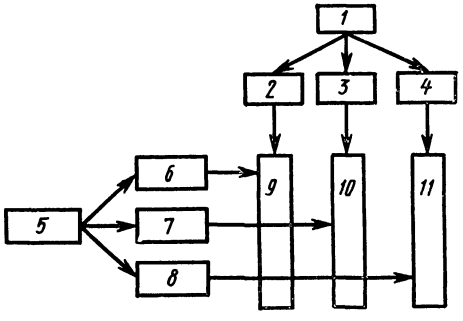


Рис. 10.1. Матричная иерархическая структура:

1 — руководитель организации; *2, 3, 4* — руководители предприятия; *5* — оперативный руководитель организации; *6, 7, 8* — оперативные руководители предприятий; *9, 10, 11* — предприятия

В управлении энергетикой используется матричная иерархическая структура (рис. 10.1). В ней разделены функции хозяйственного и оперативного управления.

Назначение **хозяйственного управления** сводится к поддержанию оборудования в работоспособном состоянии и доставке топлива и других ресурсов, необходимых для функционирования ЭЭС. Хозяйственное управление соответствует подразделениям на предприятиях, имеющих цеховую структуру. Оно организует диагностирование состояния оборудования, весь комплекс ремонтных работ, создание и поддержание технических средств производства и управления.

Оперативное управление заключается в технологическом планировании режима ЭЭС, управлении производством и распределении электрической и тепловой энергии, выбору состава работающего оборудования и его загрузки. Оперативное управление обладает иерархической структурой, приведенной на рис. 10.2. Здесь центральное диспетчерское управление (*ЦДУ*) Единой энергосистемы осуществляет оперативное управление энергетикой страны через несколько объединенных диспетчерских управлений (*ОДУ*); в оперативном ведении которых находится энергетика регионов страны. *ЦДУ* рассматривает межрегиональные вопросы, которые не могут быть решены в рамках *ОДУ*. В рамках каждой ОЭС оперативное управление которыми осуществляет *ОДУ*, действуют около десяти

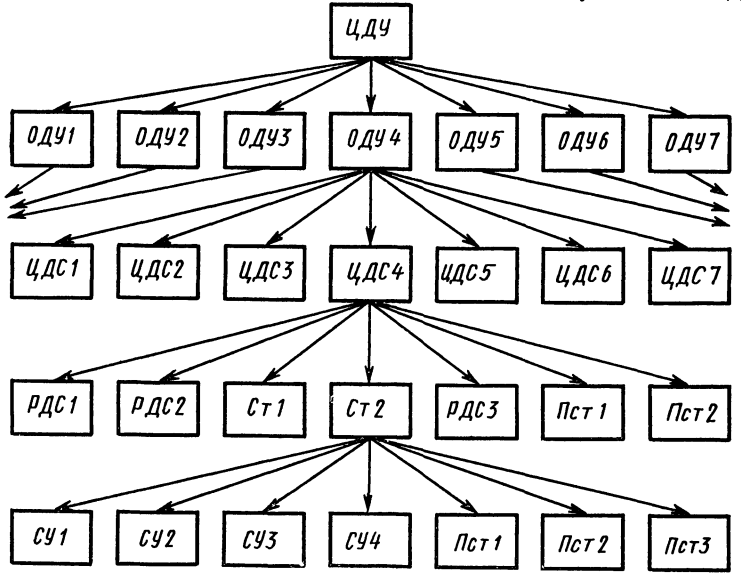


Рис. 10.2. Иерархическая структура оперативного управления в энергетике

ЭЭС. На уровне *ОДУ* решаются межсистемные проблемы, которые не могут быть решены в пределах ЭЭС.

Центральные диспетчерские службы энергосистем (*ЦДС*) осуществляют оперативное управление районными диспетчерскими службами сетевых предприятий (*РДС*), режимом электростанций (*Ст*), и крупных подстанций (*Пст1*), имеющих системное значение. *ЦДС* занимается вопросами, требующими согласованности смежных сетевых предприятий. *РДС* согласовывают работу подстанций (*Пст2*), входящих в сферу деятельности сетевых предприятий, а

также сетевых районов, находящихся в пределах сетевого предприятия. На низшем уровне находятся сетевые участки (*СУ*) и подстанции.

Таким образом, каждый из уровней оперативного управления имеет дело с ограниченным числом подчиненных ему звеньев (10—20), что обеспечивает хорошую управляемость.

Каждый из уровней оперативного управления обладает большой самостоятельностью. Обязанности, решаемые каждым из уровней, перекрываются (дублируются) незначительно (около 5%). Можно сказать, что вышестоящие оперативные уровни управления занимаются *координацией* работы нижестоящих уровней. В то же время смежные уровни управления при необходимости могут брать на себя функции друг друга (по вертикали), обеспечивая технически допустимую работу ЭЭС, хотя, возможно, и с большим отклонением от оптимальной. Этим обусловлена высокая надежность иерархической структуры оперативного управления.

Три верхних уровня оперативного управления (ЦДУ, ОДУ, и ЦДС) занимаются оперативным управлением на уровне систем, каждое применительно к своему масштабу деятельности. В их работе много общего, однако имеются и определенные различия, обусловленные тем, что межсистемные электрические сети, контролируемые этими уровнями управления, имеют пропускную способность, не превышающую мощности связываемых ими ЭЭС и составляющую не более 10% от мощности связываемых ОЭС. Поэтому для ОДУ и ЦДУ, наравне с обеспечением баланса активной мощности, первостепенны проблемы, связанные с поддержанием целостности и жизнеспособности ОЭС и ЕЭС. С этой целью для ОДУ и ЦДУ на первый план ставятся задачи, связанные с предупреждением и предотвращением аварий, приводящих к потере целостности (разделению) и нарушениям балансов мощности. Они уделяют большое внимание разработке средств противоаварийного управления и управления активной мощностью в нормальных режимах, а также вопросам перспективного развития энергетики.

ЦДС, ОДУ и ЦДУ, как правило, оснащены мощными вычислительными центрами, с помощью которых формируются математические модели ЭЭС для анализа аварийных и текущих нормальных режимов. Математические модели позволяют проверять эффективность противоаварийного управления, поддерживать оптимальные режимы, получать информацию об их надежности в данный момент и консультации по поводу желательных действий.

На более низких уровнях оперативного управления используются терминалы вычислительного центра ЭЭС, мини- и персональные ЭВМ.

Из рассмотренного следует, что основной задачей оперативного управления является обеспечение надежности функционирования и соответствия выработки энергии спросу на нее. Управление для обеспечения оперативного соответствия производства энергии спросу на нее очень важно в любой отрасли народного хозяйства. Однако в энергетике, практически не обладающей возможностями аккумуляции энергии, необходимость в нем особенно очевидна. Без него энергетическая технология невозможна.

В соответствии с этим персонал также подразделяется на эксплуатационный и оперативный. Оперативный персонал ведет технологический процесс, осуществляет оперативные переключения, подготовку рабочих мест для ремонтного персонала, отвечает за надежность и безопасность.

Иерархическая система оперативного управления хорошо регламентирована. Распоряжения и указания заносятся в оперативные журналы; все действия, связанные с оперативной работой, также письменно фиксируются в них. Полученные распоряжения повторяются вслух исполнителем для того, чтобы убедиться в правильном их понимании. Оперативные переговоры в аварийных ситуациях автоматически фиксируются звукозаписывающей аппаратурой для последующего анализа и т. д.

Административный персонал не имеет права изменять оперативные распоряжения, если они не угрожают целостности оборудования и безопасности персонала.

10.3. ОПЕРАТИВНАЯ ПОДЧИНЕННОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЭС

Оборудование ЭЭС в соответствии с его значимостью находится в распоряжении различных иерархических уровней управления. Сам процесс управления операциями с оборудованием производится в зависимости от того, требуется ли координация действий персонала на различных объектах или нет.

Если операции с оборудованием, значимость которого для соответствующего уровня управления высока, не связаны с координацией действий персонала различных объектов ЭЭС, то оно находится в *оперативном ведении* данного уровня управления. Операции с подобным оборудованием производятся по указанию и под контролем этого уровня управления. Так, например, по указанию диспетчера ЭС персонал электростанции пускает котлы и турбогенераторы, проводя самостоятельно весь комплекс операций, необходимых для этого. Аналогично проводятся операции, связанные с остановом оборудования или выводом его в ремонт.

Существует и оборудование, управление которым связано с действием персонала не одного, а двух или большего числа объектов. Такое оборудование находится в *оперативном управлении* соответствующего иерархического уровня управления. Так, например, электрическая линия отключается в ремонт персоналом как минимум двух объектов, расположенных по ее концам. В этом случае вышестоящий оперативный персонал сам дает указания для производства всех операций, требующих координации действий на различных объектах. Такая координация необходима при действиях с

коммутационной аппаратурой и противоаварийной автоматикой, имеющей общесистемное значение. Пооперационные указания, связанные с какими-либо другими действиями в цепях вторичной коммутации, во многих случаях практически нереальны. Поэтому используются программы оперативных переключений, с помощью которых весь комплекс разделяется на фрагменты действий, производящихся по указанию вышестоящего оперативного персонала, и фрагменты самостоятельных действий. Первые производятся на основе указаний свыше, а вторые — на основе программ переключений (персоналом).

10.4. ЖИЗНЕСПОСОБНОСТЬ ЭЭС

Одиночные события, такие, как отключение одной ЛЭП, автотрансформатора связи или обесточения шин одного РУ, имеют локальный характер, и с точки зрения надежности работы ЭС интерес к ним ограничен. Одиночные отключения элементов обычно приводят к перераспределениям потоков мощности по оставшимся в работе элементам без ущерба для электроснабжения.

Надежность работы ЭЭС определяется взаимосвязанностью элементов. За одиночным событием часто следуют аварийные события, образующие лавинный процесс (цепную реакцию событий). В этом проявляется отличие свойств системы от суммы свойств ее элементов — она обладает комплексом свойств, присущих ей как системе, и это называется аддитивностью.

Анализ надежности работы ЭЭС с учетом зависимых событий достаточно сложен.

Более радикального повышения надежности и режима функционирования энергосистем можно добиться придав существующим элементам определенные свойства, проявляющиеся в процессе возникновения аварийного процесса в последовательности, необходимой для предохранения от лавинного (каскадного) развития аварий. При этом должно быть учтено присутствие персонала и его качества: способность ориентироваться в сложных ситуациях, быстрота реакции, преобладающие мотивы действия и т. п. Эти свойства образуют своеобразную систему защиты. Надежность формируется с помощью принципа «глубокого эшелонирования» — способности к действию на любом этапе развития лавинного процесса [1, 2, 15, 16].

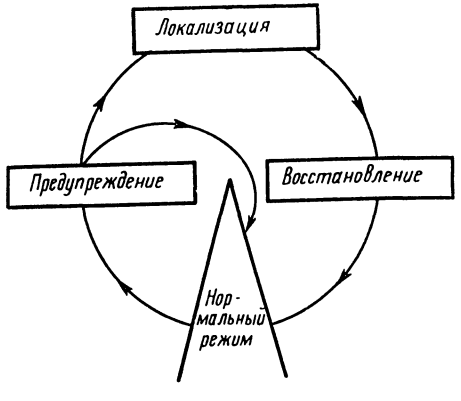


Рис. 10.3. Ход управления лавинным аварийным процессом

Основой понимания принципов эксплуатации ЭЭС является четкое представление об опасностях развития лавинных аварийных процессов, которые обязательно должны рассматриваться [2, 3, 15, 16].

Первым этапом противоаварийных действий можно считать предупреждение возникновения лавинного аварийного процесса (рис. 10.3). После этого необходимо предполагать успешный и неуспешный исходы. Наличие системы предупреждения позволяет в значительном числе случаев рассчитывать на успешный исход. При неуспешном исходе начавшийся лавинный процесс необходимо разорвать, остановить, локализовать. При локализации каждого из вариантов развития аварийного процесса должна также учитываться многовариантность исходов и необходимость в противовес им обеспечить многообразие свойств системы и ее элементов. После локализации состояние системы должно быть возвращено к доаварийному или хотя бы к состоянию, близкому к нему по своему характеру, т. е. необходимо восстановление режима.

Лавинный аварийный процесс протекает на значительных территориях и даже при наличии развитых систем отображения плохо наблюдаем. Поэтому персоналу трудно сориентироваться в ситуации и понять характер события. Несмотря на противоаварийное обучение стереотипные реакции на похожие, но меньшие по масштабам явления, проявляющиеся в нормальных режимах, приходят в противоречие с требуемыми действиями. В результате действия персонала часто ошибочны и ухудшают положение. Необходимо также иметь в виду, что персонал отдает предпочтение действиям, направленным на спасение оборудования, а не на сохранение работы ЭЭС.

При разработке противоаварийных средств целесообразно ориентироваться на худший случай, приводящий к решениям, исключающим вмешательство персонала в процесс вплоть до послеаварийного состояния ЭЭС. Но персонал должен обучаться сущности аварийных ситуаций и правильным действиям при отказах и для устранения не предусмотренных ситуаций. Для этого используются противоаварийные тренировки и работа на тренажерах.

Для уяснения свойств, которые должны придаваться ЭЭС и их элементам, необходимо рассмотреть типичные лавинные аварийные процессы.

10.5. ЛАВИНА ПЕРЕГРУЗКИ И ОТКЛЮЧЕНИЙ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Лавина перегрузки и отключений ЛЭП вызывает перегрузку и отключения сильно загруженных питающих ЛЭП вплоть до полного отделения от ЭЭС района, получающего значительную мощность извне. Существуют три причины ее возникновения.

1. Через определенные сечения сети ЭС (рис. 10.4) протекают

значительные мощности. В процессе работы некоторые из этих сечений могут быть перегружены, что может привести к нарушению статической устойчивости. Практически это связано с прекращением передачи мощности. Потоки мощности перераспределяются на другие сечения электрической сети, некоторые из них могут, в свою очередь, перегрузиться и т. д.

2. Отключение ЛЭП в сильно загруженном сечении сети может вызвать перегрузку другой ЛЭП и ее отключение, а затем последующее нарастание перегрузки других ЛЭП и сечений сети (рис. 10.5), что приводит к каскадному выходу их из работы и к разделению ЭС.

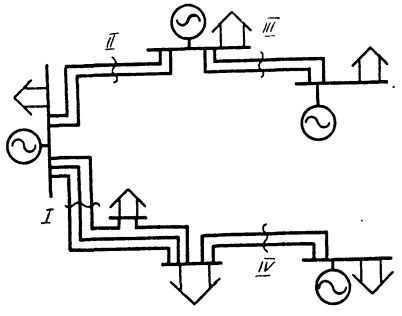


Рис. 10.4. Схема сечений электрической сети *(I—IV)*, требующих контроля

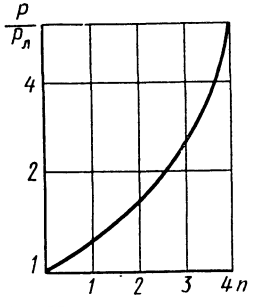


Рис. 10.5. Нарастание нагрузки сечения сети при последовательном отключении пяти линий, расположенных в нем

3. Аварийный останов крупного генерирующего источника может вызвать начальную перегрузку какого-нибудь сечения с последующим развитием лавинного процесса.

Лавина данного типа приводит не только к отключению ЛЭП одного сечения, но может вызвать перегрузки других сечений сети, приводя к распространению аварийного процесса на большие пространства.

Чтобы избежать лавины перегрузки и отключения питающих ЛЭП, используют три типа средств.

1. Ограничение потоков мощности значениями, обеспечивающими достаточные запасы по статической устойчивости в нормальных режимах. В ряде случаев потоки мощности в нормальном режиме ограничиваются величинами, обеспечивающими статическую устойчивость в послеаварийном режиме, наступающем после отключения одной ЛЭП большой пропускной способности или после аварийного останова крупного турбогенератора. При этом использование пропускной способности сечения сети ограничивается. Однако подобное недоиспользование пропускной способности возможно не всегда. Поэтому возникает необходимость в быстродействующем изменении потоков мощности в момент возникновения аварийного события, сохраняющем устойчивость параллельной работы.

2. Быстродействующее изменение потоков мощности с помощью аварийного воздействия на снижение мощности генерирующих источников на передающей стороне сечений сети и иногда увеличения мощности на их приемной стороне.

Быстродействующая разгрузка — операция, приводящая к существенному нарушению режима ТЭС, так как она обычно связана с отключением части генераторов. После этого необходимо сохранить работу котлов для возможности последующего включения генераторов в сеть.

3. Быстродействующее увеличение мощности электростанций на приемной стороне опасных сечений сети. Для этого могут использоваться не полностью загруженные генерирующие источники ТЭС (за счет аккумулирующих способностей котлов) и ГЭС (за счет агрегатов, работающих в режиме СК).

Средства предотвращения лавины отключений ЛЭП образуют две системы управления:

— систему управления с обратной связью, поддерживающую статическую устойчивость в нормальном, а иногда и в послеаварийном режиме ограничением перетоков мощности в сечениях сети;

— быстродействующую систему управления статической устойчивостью (в послеаварийном режиме) и динамической устойчивостью, действующую на основе оценки тяжести доаварийного режима при конкретном возмущении.

Система второго типа функционирует на базе доз управления, определяемых в доаварийном режиме для возможных факторов возмущения, в виде однократного управляющего воздействия и не содержит элементов обратной связи. Подобное управление может иметь два исхода: успешный (когда доза управления выбрана точно) и неуспешный (когда доза выбрана неточно), что приводит к нарушению устойчивости.

В тех случаях, когда пропускная способность оставшихся в работе ЛЭП не обеспечивает параллельной работы частей ЭС или их перегрузка приводит к повреждениям самих ЛЭП, применяется автоматическое разделение, отключающее все линии сечения сети.

Информация, необходимая для управления, носит общесистемный характер. Поэтому в общем случае система управления имеет централизованную структуру с управляющей ЭВМ.

10.6. ЛАВИНА АСИНХРОННЫХ РЕЖИМОВ

Нарушение статической и динамической устойчивости приводит к асинхронному режиму. Векторы ЭДС частей ЭЭС, между которыми нарушилась устойчивость, вращаются друг относительно друга, проходя углы от 0 до 360°. При рассмотрении относительного движения векторов ЭДС один из них, например, E_1 можно считать

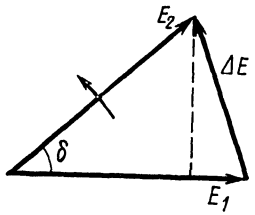


Рис. 10.6. Векторная диаграмма напряжений при асинхронном режиме

неподвижным, а второй E_2 — вращающимся относительно первого с частотой скольжения $\omega_s=\omega_1-\omega_2$.

Из рис. 10.6 следует, что уравнительный ток при асинхронном режиме можно определить из формулы

$$I_{12}=(1/X_{12})[E_1\sin\delta-j(E_1\cos\delta-E_2)].$$

При угле между ЭДС, равном 180°, в сети имеется точка, напряжение в которой равно нулю и называющаяся *электрическим центром качаний.*

Индуктивное сопротивление сети от ЭЭС *1* (см. рис. 10.6) до электрического центра

$$X_{1ц}=E_1X_{12}/(E_1+E_2),$$

а от ЭЭС *2*

$$X_{2ц}=E_2X_{12}/(E_1+E_2).$$

Напряжение в электрическом центре качаний

$$\overline{U}_ц=\overline{E}_1-\overline{I}_{12}jX_{12}.$$

Подставив сюда два предыдущих уравнения, получим

$$U_ц=E_1\cos\delta\left[1-\frac{E_1}{E_1+E_2}\right]+\frac{E_1E_2}{E_1+E_2}+j\left[1-\frac{E_1}{E_1+E_2}\right]E_1\sin\delta.$$

Модуль напряжения в электрическом центре

$$U_ц=$$

$$=\sqrt{\left\{E_1\cos\delta\left[1-\frac{E_1}{E_1+E_2}\right]+\frac{E_1E_2}{E_1+E_2}\right\}^2+\left\{E_1\sin\delta\left[1-\frac{E_1}{E_1+E_2}\right]\right\}^2}.$$

Если $E_1=E_2$, то имеем (рис. 10.7)

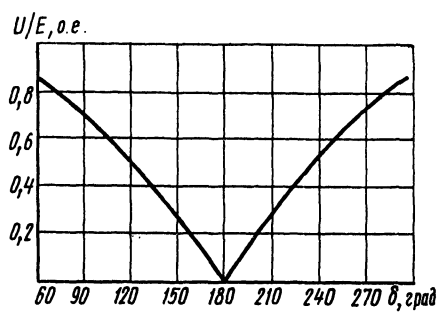


Рис. 10.7. Изменение напряжения в области электрического центра качаний

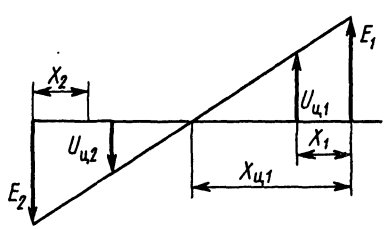


Рис. 10.8. Диаграммы для определения напряжения при $\delta=180°$ в различных точках сети

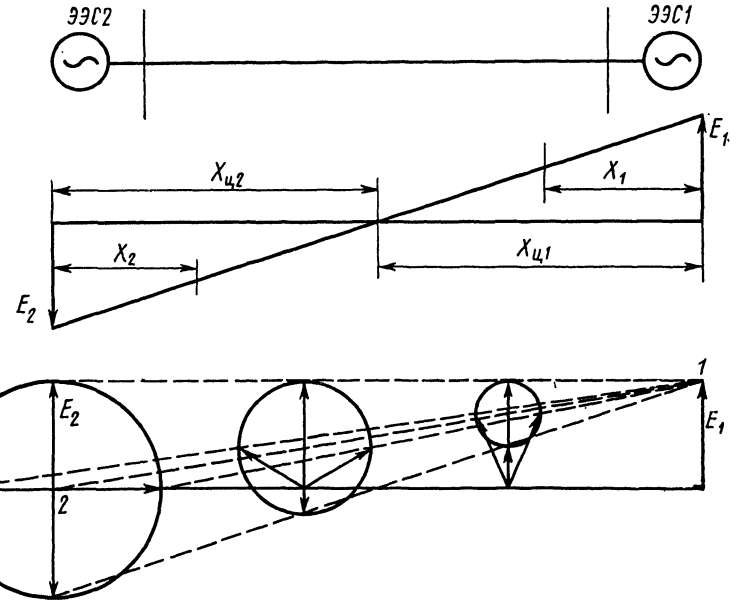


Рис. 10.9. Отклонения напряжения в сети при асинхронном режиме

$$U_ц=(E/2)\sqrt{2(1+\cos\delta)}.$$

Углы δ, соответствующие заданному отношению U/E,

$$\delta=\arccos[2(U/E)^2-1)].$$

С учетом периодического характера процесса изменения напряжения его опасное снижение происходит в определенном диапазоне изменения угла $\Delta\delta$. Так, например, уменьшение напряжения, соответствующее $U/E<0{,}5$, происходит в диапазоне углов от 120 до 240, т. е. $\Delta\delta=120°$.

Время, в течение которого напряжение в электрическом центре ниже минимально допустимого уровня, соответствующее диапазону углов $\Delta\delta$ и зависящее от разности частот, можно найти по формуле

$$\Delta t=(\Delta\delta/360)(1/\Delta f).$$

Для малых разностей частот это время может достигать нескольких секунд.

Напряжение в любой точке электрической сети при $\delta=180°$ можно вычислить из выражений (рис. 10.8):

$$U_{ц1}=E_1X_1/X_{ц1};\quad U_{ц2}=E_2X_2/X_{ц2}.$$

Геометрические места концов векторов напряжения в различных точках электрической сети, в пределах которой проявляется асинхронный режим, представляют собой окружности; их центры находятся на прямой, соединяющей точки *1* и *2* (рис. 10.9.)

Схема ЭС может быть такой, что к зоне низких напряжений, образующихся вокруг электрического центра, будут примыкать протяженные, сильно загруженные ЛЭП от других частей ЭЭС или электростанций. Известно, что пропускная способность ЛЭП по условиям статической устойчивости упрощенно определяется из

$$P_{max} = EU/X_{эс},$$

где E — ЭДС генерирующего источника; U — напряжение на приемной стороне ЛЭП; $X_{эс}$ — эквивалентное индуктивное сопротивление ЭС.

Большое снижение напряжения на длительное время приводит к значительному уменьшению пропускной способности, которая может оказаться ниже передаваемой мощности. В результате снижения напряжения, а также действия электромеханического резонанса возникают вторичные нарушения устойчивости в других сечениях электрической сети.

Так, например, в схеме, изображенной на рис. 10.10, при нарушении устойчивости системы *1* электрический центр оказывается вблизи шин *I* и нарушается устойчивость системы *2*. Теперь существуют три электрических центра, обусловленных асинхронным режимом между системами *1—2*; *1—3*, *4* и *2—3*, *4*. Последний может оказаться вблизи шин *II*, из-за чего нарушается устойчивость между системами *3* и *4*.

Из рассмотренного следует, что нарушение устойчивости на одной связи может вызвать лавинный вторичный асинхронный режим в ряде сечений сети ЭЭС.

В тех случаях, когда существует возможность возникновения вторичных асинхронных режимов, необходимо первый асинхронный режим прекратить прежде, чем напряжение в области электрического центра снизится до опасных значений, т. е. при углах, меньших 180°. Для этого части ЭЭС разделяются. Идеальным местом разделения является точка токораздела доаварийного режима. В этом случае в обеих частях ЭЭС сохранится положительный баланс мощности, а частоты вращения будут близки к нормальным, что позволит быстро осуществить воссоединение путем синхронизации. Однако такое разделение часто нереально, так как асинхронный режим обычно возникает на сильно загруженных сечениях сети, расположенных далеко от точки токораздела. Поэтому разделение производят в местах, которым соответствует минимальный небаланс мощности из числа возможных. Подобному разделению соответствует минимальный наброс мощности на ту часть ЭЭС,

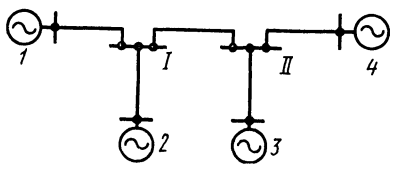


Рис. 10.10. Пример схемы электрической системы

которая в доаварийном режиме получала мощность, а после ее отключения стала дефицитной.

Однако даже после разделения лавинный аварийный процесс может получить дальнейшее развитие.

10.7. ЛАВИНА ЧАСТОТЫ

Разделение частей ЭЭС в точке сети, через которую в доаварийном режиме протекала значительная мощность, приводит к нарушению баланса активной мощности. Если в части ЭЭС, получавшей мощность извне, резервы недостаточны, то возникает дефицит активной мощности.

Баланс активной мощности в установившемся режиме характеризуется равенством генерируемой и потребляемой мощностей при нормальной частоте. Он определяется точкой пересечения статических характеристик нагрузки (*2*) и генерирующих источников (*1*) (рис. 10.11). В исходном режиме этому соответствует точка *А*. Предположив ограничение характеристики генерирующих источников после разделения линией *3*, следует, что баланс в установившемся режиме находится в точке *Б* (частота f_{ab}). Эта частота может оказаться ниже значения, при котором производительность насосов, работающих на противодавление (питательные насосы котлов), оказывается недостаточной (см. § 8.1). В этом случае нарушается работа котлоагрегатов и электростанция должна быть остановлена. Частота в дефицитной части ЭЭС дополнительно снижается, что приводит к нарушению работы других электростанций, и т. д. до полного останова всех генерирующих источников.

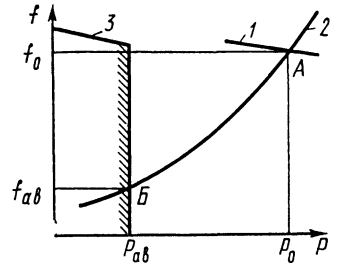


Рис. 10.11. Статические характеристики системы по частоте и активной мощности

Восстановление работы электростанций требует подачи на каждую из них электроэнергии извне для приведения в действие технологического оборудования. Только после пуска котлов и турбин электростанции могут быть включены в работу.

Из рассмотренного следует, что лавина частоты может вызвать тяжелую многочасовую энергетическую аварию на большой территории. Чтобы избежать ее, ЭЭС оснащаются частотной автоматикой, расположенной на подстанциях ЭЭС. По мере аварийного снижения частоты эта автоматика отключает линии распределительных сетей для удержания частоты в пределах, безопасных для функционирования собственных нужд электростанций. Затем частота доводится до значения, близкого к нормальному, при котором возможна синхронизация разделившихся частей ЭЭС, и после-

дующее восстановление электроснабжения всех отключенных потребителей.

В связи с тем, что процесс изменения частоты происходит с постоянной времени, обусловленной инерцией вращающихся масс, можно осуществить желательный ход изменения процесса и необходимые меры по его корректировке. В этом смысле управление производится с обратной связью, обеспечивающей повышенную надежность. Кроме того, как было показано в § 8.1, в качестве резервного средства при большом снижении частоты используется устройство, отделяющее генератор с собственными нуждами от системы для обеспечения их питания с нормальной частотой. В связи с некоторой разгрузкой отделяемых генераторов частотное деление сопровождается некоторым увеличением дефицита активной мощности.

На ГЭС предусматривается автоматический пуск в течение 40—60 с гидрогенераторов, находящихся в резерве, и перевод агрегатов, работающих в режиме СК, в активный режим (10—15 с).

10.8. ЛАВИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ

Лавины напряжения, также случающиеся в ЭЭС, связаны с балансом реактивной мощности, который определяется соотношением характеристик генерирующих источников (питающей системы) и потребителей. Качественное представление о характере процессов

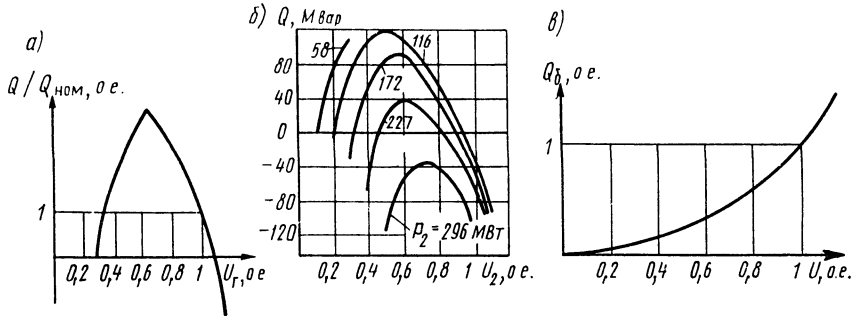


Рис. 10.12. Характеристики напряжения и реактивной мощности генераторов *(а)*; ЛЭП *(б)*; БК *(в)*

дает сопоставление характеристик генерирующих источников и нагрузки потребителей. Характеристики источников реактивной мощности приведены на рис. 10.12. Правая нарастающая ветвь характеристики синхронного генератора (рис. 10.12, *а*) соответствует росту тока возбуждения, обусловленному действием АРВ. При некотором снижении напряжения ток возбуждения достигает предельного (потолочного) значения и в дальнейшем реактивная мощность синхронного генератора уменьшается, что характеризуется левой снижающейся ветвью характеристики. Обычно генераторы работают через повышающий трансформатор и результирующая характеристика уменьшена за счет потери реактивной мощности в трансформаторе.

Характеристики $Q_2=f(U_2)$ линии электропередачи (см. рис. 10.12, *б*) зависят от передаваемой активной мощности, но также имеют выпуклость вверх. Характеристика БК определяется выражением $Q_к=U^2/X_к$.

Характеристика питающей системы представляет собой сложное сочетание приведенных характеристик и БК, имеет выпуклость, направленную вверх. Характеристики БК, если их мощность значительна, приводят к смещению экстремума характеристики питающей системы в область более высоких напряжений.

На рис. 10.13 приведена характеристика нагрузки. При уменьшении напряжения потребляемая ею реактивная мощность снижается. Большое уменьшение напряжения вызывает останов не отключившихся от сети асинхронных двигателей, в результате чего

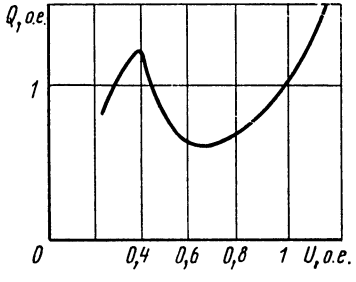


Рис. 10.13. Характеристика нагрузки

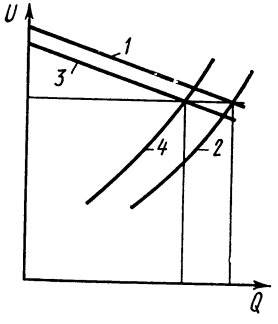


Рис. 10.14. Сочетание статических характеристик системы *(1* и *3)* и нагрузки *(2* и *4)*, обеспечивающих нормальный режим

потребляемая ими реактивная мощность увеличивается. Практически это увеличение ограничено тем, что магнитные пускатели, использующиеся в качестве коммутационного аппарата на основных двигателях, отключаются. Это снижает нагрузку, и характеристика смещается вниз; она имеет выпуклость, направленную вниз.

В исходном нормальном режиме баланс реактивной мощности узла системы обусловливается пересечением характеристик нагрузки и генерации в области, соответствующей наличию резерва реактивной мощности. Поддержание требуемых уровней напряжения при различной нагрузке обеспечивается преднамеренным изменением токов возбуждения генераторов и переключением ответвлений

трансформаторов, что равносильно смещению характеристики питающей системы (рис. 10.14).

В аварийных режимах, связанных с резким смещением характеристик (рис. 10.15), на пересечении правых ветвей характеристик системы и нагрузки установившийся аварийный режим оказывается устойчивым. Напряжение, установившееся в аварийном режиме, может оказаться недостаточным для сохранения статической устойчивости нагрузки или обеспечения технологических процессов производств.

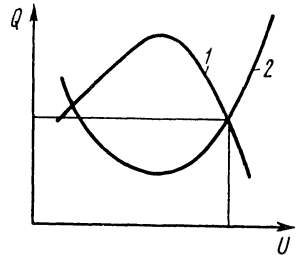


Рис. 10.15. Достижение установившегося режима в аварийных условиях в точке пересечения характеристики системы *(1)* и нагрузки *(2)*

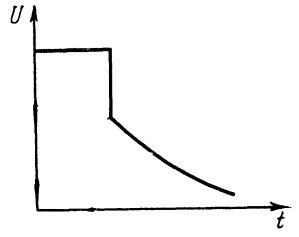


Рис. 10.16. График снижения напряжения в аварийном режиме

Различают несколько причин возникновения лавины напряжения.

Сопутствующая лавина понижения напряжения возникает одновременно с лавиной частоты вследствие разделения ЭЭС на части, которые иногда приводят к потере части генерирующей реактивной мощности и зарядной мощности сети сверхвысокого напряжения, существенной для баланса. Кроме того, большое снижение частоты из-за его влияния на работу АРВ приводит к изменению напряжения на выводах генераторов.

Известно, что измерительные органы АРВ пропорционального действия обладают индуктивностью, в результате чего они реагируют на снижение частоты как на эквивалентное ему повышение напряжения. В результате эти АРВ приводят к некоторому уменьшению напряжения. В среднем при снижении частоты на 1% напряжение уменьшается на 1,4%.

АРВ сильного действия, реагируя на производную частоты, наоборот, воспринимают снижение частоты как уменьшение напряжения, что увеличивает возбуждение генераторов.

Реакции АРВ обоих типов противоположны и в целом влияние изменения частоты на напряжение зависит от их удельного веса в ЭЭС.

Процесс снижения напряжения при сопутствующей лавине протекает в два этапа. На первом этапе напряжение скачком уменьшается до установившегося значения, соответствующего балансу реактивной мощности (рис. 10.16). На втором этапе при снижении частоты, происходящем с постоянной времени $T=2\div3$ с, напряжение дополнительно уменьшается из-за характеристик АРВ. Изменение напряжения, влияя на мощность, потребляемую нагрузкой, в свою очередь оказывает некоторое воздействие на изменение частоты.

При успешной работе частотной разгрузки ликвидируются дефициты как активной, так и реактивной мощностей.

Главная опасность сопутствующей лавины напряжения заключается в том, что большие снижения напряжения могут вызвать отказы частотной автоматики, предназначенной для поддержания частоты в безопасных пределах. Возможны также отказы отключения выключателей на подстанциях с оперативным переменным током.

Во избежание отказов необходимо, чтобы принцип действия реле частоты исключал влияние напряжения на их уставку, а цепи отключения выключателей на подстанциях с оперативным переменным током питались от стабилизаторов напряжения.

Лавина понижения напряжения нагрузочного узла возникает в результате аварийного уменьшения пропускной способности сети из-за отключения части питающих ЛЭП. На приемной стороне оставшихся в работе питающих ЛЭП напряжение может снизиться до значений, недостаточных для обеспечения технологических процессов производства.

К лавинам понижения напряжения может привести также преждевременный съем форсировки возбуждения генераторов, связанный с неполным использованием их перегрузочного ресурса.

Ситуация может усугубиться несоразмерно большой мощностью конденсаторных установок, смещающих экстремум характеристики генерации в сторону более высоких напряжений. В этом случае баланс реактивной мощности соответствует пересечению характеристики нагрузки с левой ветвью характеристики генерации, при котором нарушается устойчивость режима напряжения узла нагрузки.

При возникновении лавины понижения напряжения узла нагрузки необходимо отключить часть потребителей по признаку уменьшения напряжения для того, чтобы наиболее ответственные потребители могли продолжать работу, даже если напряжение осталось пониженным.

Увеличение напряжения, свидетельствующее о восстановлении пропускной способности сети, должно сопровождаться автоматическим включением в работу всех потребителей.

Лавина повышения напряжения возникает при резком увеличении нерегулируемой составляющей генерируемой реактивной мощности. Обычно это связано с избыточной зарядной мощностью сети

сверхвысокого напряжения в условиях пониженного потребления реактивной мощности. Например, в процессе лавины частоты питающая сеть вследствие работы АЧР разгружается, и потери реактивной мощности в ней уменьшаются, а оставшаяся нагрузка потребляет реактивную мощность, меньшую чем ее зарядная мощность.

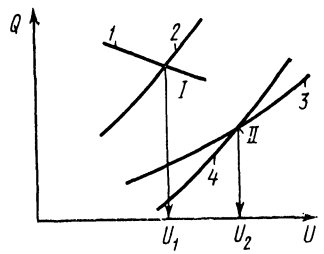


Рис. 10.17. Переход из нормального режима (*I*) в режим повышения напряжения (*II*)

Для сохранения баланса реактивной мощности при допустимом напряжении генераторы с помощью АРВ переводятся в режим недовозбуждения. При этом может потребоваться столь большое уменьшение возбуждения, что генераторы приходится разгружать по активной мощности. Это, в свою очередь, может привести к вторичной лавине частоты. Ситуация, складывающаяся в этих условиях, изображена на рис. 10.17. Линии *1* и *3* представляют собой характеристики системы до аварии и после нее, линии *2* и *4* — соответственно характеристики нагрузки.

В связи с тем, что зарядная мощность пропорциональна квадрату напряжения, приложенного к емкостным проводимостям сети,

$$Q_з = U^2/X_c,$$

и учитывая, что в этом случае речь идет о большой емкости сети сверхвысокого напряжения, наклон характеристики системы может измениться на противоположный (линия *3*). Аварийный режим устанавливается в точке *II* при напряжении, которое может оказаться опасным не только для потребительских установок, но и для изоляции трансформаторов и сети.

При исчерпании возможностей перевода генераторов в режим недовозбуждения единственным средством борьбы с лавиной повышения напряжения является временное отключение части линий сверхвысокого напряжения (по возможности без разделения системы). В процессе нормализации режима линии вновь включаются в работу.

10.9. ЛИКВИДАЦИЯ ЛАВИННЫХ АВАРИЙНЫХ ПРОЦЕССОВ

Последовательность возникновения лавинных аварийных процессов изображена на рис. 10.18. Здесь *A, B, C, ...* — обозначения различных сечений ЭС, в которых может произойти развитие первоначальной аварии, связанной с сечением *A*. Тяжесть последствий лавинных аварийных процессов вызвала необходимость создания противоаварийного управления, с помощью которого средствами автоматики режим возвращается к нормальному.

Взаимодействие систем противоаварийного управления, характеризующих требования эксплуатации систем, приведено на рис. 10.19. Потоку событий, связанному с нарушениями статической устойчивости *1*, противопоставляется система ограничений перетоков *1*, контролирующая режим с обратной связью, корректируя его в темпе процесса. При ручном ограничении или выходе из строя системы управления возможны нарушения устойчивости и возникновение асинхронного режима *5*. Потоку событий, связанному с отключением (нарушением устойчивости) сильно загруженной ЛЭП, противостоит система управления *II*, действующая на основе программы, составленной заранее, исходя из признака тяжести доаварийного режима и типа возмущения. Эта система не имеет обратной связи, так как должна обеспечить высокое быстродействие и, следовательно, ей свойственна методическая ненадежность (см. § 10.2). В большом числе случаев действие системы успешно. Тогда режим после АПВ потребительских линий и восстановления режима электростанций *III*, нарушенного системой управления, возвращается к нормальному (*3, 4*).

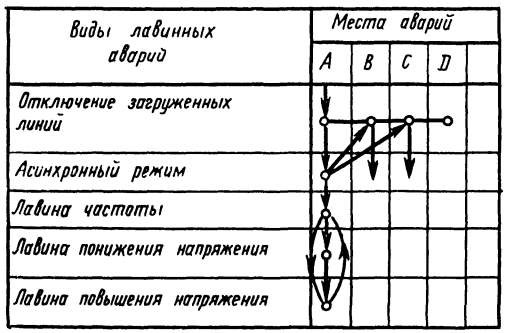


Рис. 10.18. Схема развития лавинных аварийных процессов

Однако в некоторых случаях действие системы оказывается неуспешным и возникает асинхронный режим (*5*).

Возникший асинхронный режим может оказаться недопустимым, тогда его прекращают или ресинхронизацией, или разделением частей ЭЭС. Успешная ресинхронизация возвращает ЭЭС к нормальному режиму. В случае же разделения в точке доаварийного токораздела, после кратковременной раздельной работы (*6*) и автоматической синхронизации (*IV*), режим возвращается к нормальному.

В случае разделения (вынужденно) в сечении сети, через которое в доаварийном режиме протекала значительная мощность, в дефицитной части системы возможно появление лавины частоты (*7*), вызывающее продолжение аварии.

Лавине частоты противостоит быстродействующая часть частотной разгрузки (*АЧРI*), контролирующая уменьшение частоты и удерживающая ее в безопасных пределах путем отключения потребительских линий. После этого в течение некоторого времени (десятков секунд) ЭЭС работает с пониженной частотой. В этом случае работа с пониженной частотой или не вызывает дополнительных осложнений (*9*), или происходит возникновение лавины повы-

шения напряжения (*10*), устраняющееся временным отключением части линий сверхвысокого напряжения *V*.

Затем вступает в действие дополнительная частотная разгрузка *АЧР II*, доводящая частоту до нормального значения. После автоматической синхронизации (*IV*) (возможной при приблизительном равенстве частот избыточной и дефицитной частей ЭЭС), а также восстановления электроснабжения потребителей (*VI*) и схемы питающей сети (*VII*) режим становится нормальным.

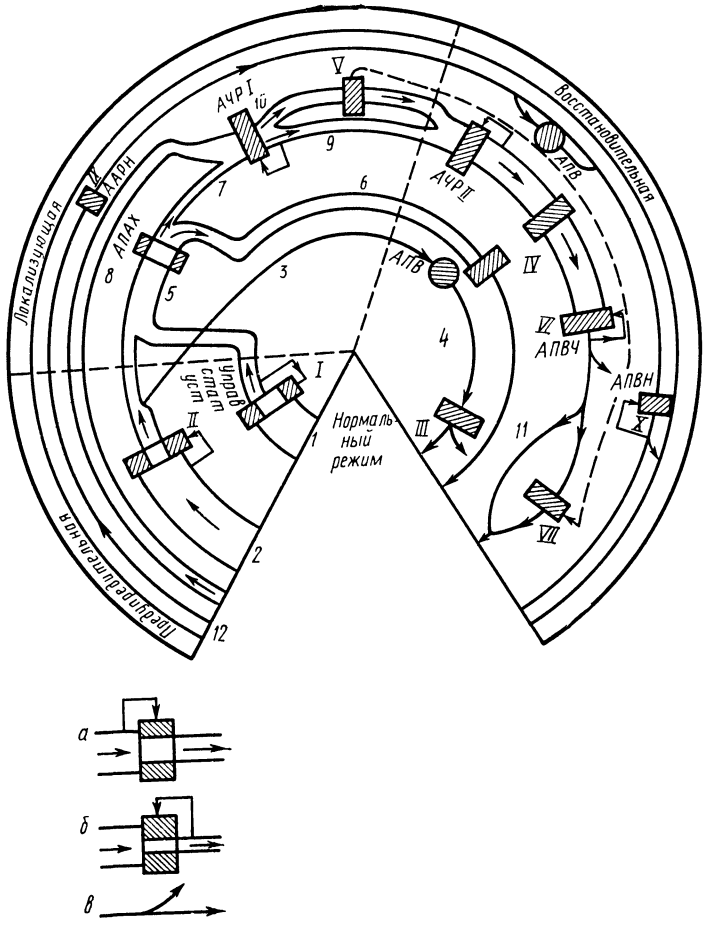


Рис. 10.19. Схема взаимодействия систем противоаварийного управления:

а — противоаварийная система, действующая по возмущению; *б* — противоаварийная система, действующая с обратной связью; *в* — случаи, когда аварийная ситуация иногда частично устраняется персоналом вручную

Аварийным событиям, связанным с лавиной напряжения нагрузочного узла (*12*), противодействует разгрузка по признаку снижения напряжения (*IX*). Последующие меры позволяют осуществить восстановление электроснабжения потребителей (*X*).

Составляющие системы управления подразделяют на предупредительную, локализующую и восстановительную.

В связи с тем, что нагрузка ЭЭС, а также ее схема и генерирующие мощности изменяются, системы противоаварийного управления должны постоянно приводиться в соответствие с реальной потребностью. Для этого ведется работа по проверке эффективности системы управления в меняющихся условиях. Проверка этих систем производится на основе математической модели ЭЭС с помощью ЭВМ.

Ликвидация аварийных ситуаций персоналом производится в случаях, когда автоматическая ликвидация аварии неуспешна. В ЭЭС и на ее объектах применяются инструкции по ликвидации аварий персоналом.

Для ликвидации локальных аварий инструкции целесообразно дополнять материалом, имеющим характер *картограмм*. В них указываются наблюдающиеся симптомы аварии и соответствующее им вероятное событие, а также меры, необходимые для ликвидации аварийной ситуации.

В инструкции, предназначенной для устранения аварий в ЭЭС, в основном предусматриваются действия, соответствующие функциям систем противоаварийного управления, но выполняемые вручную. Они необходимы при неполноценности системы противоаварийного управления или при отказах ее существенных элементов.

При дефиците мощности предусматриваются списки аварийных отключений потребительских линий вручную с помощью очередей, учитывающих народнохозяйственную значимость. В случаях дефицита энергии применяется очередность аварийных ограничений потребления, о которых сообщается потребителям.

Один из главных разделов инструкций предусматривает способы восстановления питания собственных нужд электростанций в случаях его нарушения. Для этого заранее разрабатываются схемы подачи напряжения на собственные нужды электростанций от функционирующих участков ЭЭС. Указываются размеры перегрузок оборудования в аварийных условиях.

Исходные режимы энергосистем (ОЭС, ЕЭС) можно осуществлять на достаточной дистанции от предельных. Вероятность нарушений работы при этом минимальна. Однако в трудных ситуациях по специальному разрешению приходится снижать запасы надежности (запас предельно передаваемой мощности по статической устойчивости с 20 до 8%). Вероятность нарушения устойчивости при этом увеличивается. Оценка самого нарушения как аварийного

события не должна производиться вне взаимосвязи с подобным решением. В противном случае люди отказываются от использования разумного риска, что может привести к большому ущербу.

10.10. РЕМОНТ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Важное значение при эксплуатации ЭЭС имеет своевременное проведение ремонта.

Виды ремонта.

Капитальный ремонт проводят для восстановления работоспособности оборудования при замене большого числа его узлов. Его периодичность нормируется и планируются заблаговременно.

Текущий ремонт требует меньшего времени и связан с устранением текущих дефектов.

Средний ремонт — нечто промежуточное между капитальным и текущим ремонтами. Здесь помимо устранения дефектов проводится восстановление наиболее важной части узлов.

Аварийный ремонт предназначен для устранения внезапно возникших и вызвавших потерю работоспособности повреждений.

Вывод и ремонт оборудования ЭЭС в определенной мере снижает надежность ее работы и, следовательно, является ответственным делом. За это отвечают органы оперативного управления предприятий; диспетчерские и режимные службы сетевых предприятий, ЭС, ОДУ и ЦДУ ЕЭС СССР в соответствии с оперативной принадлежностью. Подготовительная работа к ремонтам проводится очень тщательно.

Этапы планирования ремонтов. Планирование ремонтов оборудования ЭЭС проходит четыре этапа.

Первым этапом является составление плана ремонтов оборудования на следующий год (см. § 1.3), в котором указывается начало и конец работ.

Второй этап — это составление плана ремонта оборудования на следующий месяц. Возможности вывода в ремонт оборудования на этом этапе анализируются более подробно, так как прогноз нагрузок и гидрологической обстановки на будущий месяц производится с большей точностью.

Третий этап — это заявка на ремонт, оформляющаяся предприятием, эксплуатирующим оборудование, и поступающая по иерархии оперативной принадлежности. Эта заявка тщательно рассматривается. При необходимости производится расчет режима ЭЭС с учетом выводимого в ремонт элемента. Просматриваются возможные аварийные ситуации, которые могут возникнуть при ремонте; оцениваются дополнительные издержки, возникающие в связи с ним, и на этой основе принимается решение о конкретных

сроках проведения работ. В этом случае заявка является основанием для направления ремонтного персонала, транспорта, подъемных и специализированных механизмов в соответствии с графиком работ. Обычно заявки на ремонт оформляются в виде карточек, имеющих различную форму на разных оперативных уровнях. В них целесообразно указать время прибытия специальных механизмов, узких специалистов на предприятия и т. д.

Четвертым этапом является разрешение заявки. При этом элемент системы выводится в ремонт, а следовательно, и из ведения оперативного персонала (на время ремонта, которое при необходимости можно изменять). Однако ответственный оперативный персонал дополнительно оценивает и контролирует ситуацию.

Карточки заявок в зависимости от их движения хранятся в различных разделах. Вначале они находятся в разделе «поступив-

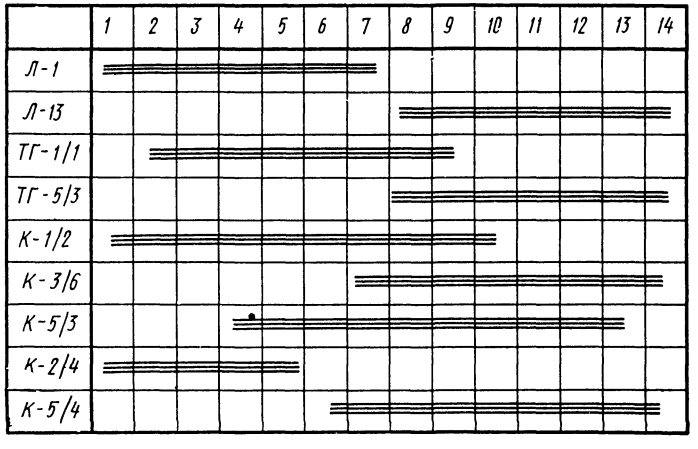


Рис. 10.20. Календарный график ремонтов оборудования:
Л — линии электропередачи; *ТГ*-1/1 — турбогенератор № 1 на электростанции № 1; *К* — котел

ших» заявок, затем «рассматриваемых», а после этого в разделе «разрешенных» (не разрешенные удаляются), где имеются два подразделения: капитальные (более длительные) и остальные ремонта.

Ремонтные графики должны быть наглядными, что обеспечивается графическими таблицами (рис. 10.20). Это необходимо для выявления недопустимых совмещений выводимого из работы оборудования. Подобные таблицы используются для рассмотрения месячных графиков ремонтов. Аналогичные таблицы используются для поступивших, рассматриваемых и отдельно для разрешенных

заявок. Для этого применяются и различные дисплейные форматы на ЭВМ. Столь тщательно регламентируемый порядок прохождения заявок на ремонт должен служить гарантией от ошибок при их рассмотрении.

Влияние ремонта на надежность ЭЭС. Между элементами, образующими ЭЭС, существуют тесные взаимосвязи. При выводе из работы большого числа ее элементов существенно изменяется надежность работы системы, оказывая влияние на изменение вероятности возникновения лавинных аварийных процессов. Из-за ремонтов меняются пределы передаваемой мощности, вводятся в работу различные устройства противоаварийного управления и т. д. Поэтому ремонт наиболее ответственных ЛЭП производят под напряжением, не прерывая их работы *.

В связи с непредвиденными обстоятельствами обстановка в ЭЭС может неожиданно измениться. В ряде случаев это связано с необходимостью срочного прекращения ремонта и включения элемента в работу. Для этой цели в заявке указывается время возможного ввода ремонтируемого элемента в работу для различных этапов ремонта. Оно называется *временем восстановления.*

Возможность вывода элемента в ремонт тщательно рассматривается, причем анализируется длительность ремонта, допустимая по условиям работы ЭЭС. При необходимости изменения длительности ремонта пересматривается технология работы и состав ремонтных бригад.

В процессе ремонтной кампании поступает много заявок на ремонт оборудования. При их рассмотрении необходимо иметь в виду, что ремонты элементов системы могут оказаться взаимосвязанными.

Типы взаимосвязей ремонтов. Ремонты бывают связанные и несовместимые.

В случае связанных ремонтов одна работа может производиться лишь одновременно со второй работой. Так, например, ремонт ЛЭП в сильно загруженном сечении сети может быть произведен при одновременном ремонте генерирующей мощности на электростанции, расположенной на передающей стороне электропередачи.

Чаще приходится встречаться с несовместимыми ремонтами. В этом случае, например электрической линии, соответствуют другие элементы, которые не могут быть выведены из работы одновременно, так как они несовместимы.

Различные работы относятся к следующим типам несовместимости:

— безусловная несовместимость;

— совместимость со значительным риском;

— совместимость со снижением качества электроснабжения.

Некоторые элементы вывести из работы можно не всегда, а, например, лишь летом или в выходные дни.

Иногда разрешению заявки на ремонт оборудования должны предшествовать мероприятия, компенсирующие снижение надежности. В ряде случаев ремонт сопровождается нарушением связи, необходимостью перевода питания потребителей на сеть другого напряжения и т. д.

Судить о несовместимости ремонтов только по нормальному режиму ЭЭС нельзя. Для этого необходимо сопоставить условия возникновения лавинных аварийных процессов при наличии данного элемента и при его выводе в ремонт. Учитывая трудоемкость подобного анализа, его результаты целесообразно сохранить для использования в дальнейшем. Правда, ситуация в ЭЭС во времени изменяется, однако оценка отклонения наступившей ситуации от предыдущей значительно менее трудоемка, чем полностью выполняемый анализ.

Из опыта работы следует, что одни и те же анализы режимов проводятся многократно. Однажды установленные взаимосвязи, сохраняющиеся в течение достаточно длительного времени, целесообразно вводить в память ЭВМ в качестве экспертных систем и в дальнейшем дополнять новой информацией; устаревшие взаимосвязи следует исключать из памяти. Для этого на каждый выводимый из работы элемент составляется перечень, в котором указываются номинальные мощности, допустимые аварийные перегрузки, данные измерительных трансформаторов, защиты и автоматики, а также операции, которые должны предприниматься в ЭЭС при выводе из работы данного элемента и работы, несовместимые с его выводом в ремонт.

Целесообразно также зафиксировать увеличение потерь энергии, возникающее в ЭЭС в связи с проведением ремонта. Учитывая, что потери существенно возрастают при выводе из работы сильно загруженных ЛЭП, величина дополнительных потерь в ряде случаев является косвенным признаком увеличения ненадежности. Существенное увеличение издержек за счет ухудшения режима может служить основанием либо для интенсификации ремонта с привлечением большего числа механизмов и персонала, либо для проведения ремонта в сроки, включающие дни, когда потоки мощности снижаются.

При большом числе одновременно действующих заявок бывает необходимо иметь возможность выявления отсутствия заявок по признаку несовместимости, для чего можно использовать поисковые массивы на ЭВМ.

---

* *И. Г. Барг, В. И. Эдельман.* Воздушные линии электропередачи. — М.: Энергоатомиздат, 1985.

ГЛАВА 11

РОЛЬ ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО ФАКТОРА В ЭКСПЛУАТАЦИИ

11.1. ПЕРСОНАЛ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Электроэнергетическая система представляет собой комплекс взаимосвязанных устройств, образующих большую систему. Свойства этого комплекса определяются суммой свойств его элементов и дополнительных свойств, присущих как подсистемам — объектам, образуемым ограниченным числом элементов, так и системе в целом. Эксплуатация связана с соблюдением инструкций и правил, разработанных для всех элементов и системы в целом. Этот уровень культуры эксплуатации является минимальным и обязательным для всех. Культура эксплуатации должна непрерывно улучшаться, в соответствии с чем совершенствуются инструкции и правила, тем самым повышается обязательный уровень.

Совершенствование эксплуатации связано с углублением знаний о технических устройствах и системах: исследуются технические свойства объектов эксплуатации; разрабатываются средства диагностики, снижающие затраты труда; средства, определяющие использованный ресурс и т. д.

Необходимо учитывать, что эксплуатацию осуществляет персонал. Все, что недостаточно глубоко известно или не нашло технического решения, компенсируется вмешательством людей.

В связи с этим существенны такие качества персонала, как: способность концентрировать внимание и отдавать предпочтение действиям, направленным на более важные события; память, необходимая для ориентации на правила и нормы; умение выбрать правильный темп работы, соответствующий темпу событий; воля, обязательная для организации работы подчиненного персонала и т. д.

Однако наличие персонала может вызывать и недостаточно глубокое решение технических и организационных задач, чрезмерную ориентацию на дисциплинарные методы работы. Если не учитывать возможностей персонала и его свойств, то подобные методы работы в значительной степени иллюзорны и не приводят к желательному повышению уровня эксплуатации. При стремлении в эксплуатации сложных технических систем воспринимать персонал как сверхоптимальную адаптивную систему — не избежать беды.

Для повышения культуры эксплуатации изучению свойств и возможностей эксплуатационного персонала необходимо уделять внимания не меньше, чем изучению технических задач. Необходимо выяснить, к какому интеллектуальному уровню относятся различные эксплуатационные работы и как влияют на них личностные свойства; иметь представление о допустимых уровнях эмоционального напряжения; оценить допустимую степень ориентации на память; проанализировать ситуации, которые могут складываться в коллективе, эмоциональные аспекты безопасности труда и требования к работе руководителя.

До настоящего времени в процессе обучения подобных знаний технические специалисты не получали, что приводило к интуитивному овладению ими в течение длительного трудового и жизненного опыта. Это положение должно быть изменено.

Опыт свидетельствует, что полноценного технического и организационного решения проблем; мобилизации инициативы, направленной на увеличение безопасности, надежности и экономичности эксплуатации ЭЭС, можно добиться только на основе глубоких знаний как технических проблем, так и вопросов, связанных с организацией работы персонала. На этой же основе решаются сложные проблемы сочетания людей и технических систем.

Основы управления людьми должны органически включиться в комплекс знаний об эксплуатации технических объектов и систем.

11.2. ПЕРСОНАЛ И ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ УРОВНИ ЕГО ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

В приведенных выше главах рассматривались технические аспекты деятельности, связанной с поддержанием режимов работы оборудования ЭЭС; диагностированием его состояния; организацией ремонтов; проведением оперативных переключений с учетом возможностей персонала; а также разработкой организационных и технических средств эксплуатации, обеспечивающих надежность, безопасность и оптимальность управления технологическим процессом.

Учитывая, что в процессе эксплуатации технических систем персоналу часто приходится обращаться к их моделям, хранящимся в памяти, целесообразно знать точку зрения специалистов об интеллектуальных уровнях деятельности.

В работе необходимо принимать решения, которые могут быть более или менее сложными. Интеллектуальные уровни принимаемых решений образуют иерархию, приведенную в табл. 11.1.

Эмпирический уровень — наиболее простой вид деятельности, заключающийся в выполнении часто повторяющихся стереотипных действий в качестве реакции на появление определенных признаков изменения внешней обстановки. При наличии навыка работа сводится к действиям, которые не требуют анализа.

Операции эмпирического уровня просты. Человек как бы выполняет роль сравнительно простых устройств автоматического управления. В тех случаях, когда работа оператора в комплексе с информационными и управляющими устройствами образует некоторое эквивалентное звено, его характеристики можно представить

Таблица 11.1. **Уровни интеллектуальной деятельности**

Уровень решений	Основание для принимаемых решений
Эмпирический: сенсомоторный автоматизм	Стереотипная реакция (без участия сознания) на информацию, поступающую на сенсорные входы человека, закрепленная в процессе обучения
вероятностное прогнозирование	Реакция на информацию, при которой используется предвидение развития, основанное на зафиксированном в прошлом опыте преобладающей последовательности событий
Аксиоматический	Решение, принимаемое на основе подбора известных правил. По существу это аналитическое решение, осуществляемое с использованием теоретической подготовки и участием сознания
Интуитивно-эвристический	Нахождение решения для новой ситуации на основе анализа большого числа неудовлетворительных решений в прошлом, которое является результатом интуитивного прозрения и представляет переход количества в новое качество

передаточной функцией. Ее характер зависит от технических средств и выполняемой роли звена в системе управления.

Характеристики человека не являются строго постоянными. Они различны для разных субъектов. Кроме того, они зависят от внутренних факторов: настроения, утомления, самочувствия и т. д. Реакция в каждом конкретном случае будет несколько иной, и поэтому о ней можно говорить лишь в вероятностном смысле как о средней величине, обладающей некоторым рассеянием. Кроме случайных отклонений от среднего характеристика человека в системе управления изменяется со временем по мере его обучения. Такое изменение в определенной степени характеризует способность к обучению. Для сравнения укажем, что характеристики автомата менее подвержены вероятностным изменениям, а процесс «обучения» бывает пройден в процессе его конструирования.

Интересным свойством человека является то, что при обучении он может приобрести любую характеристику из числа заданных, т. е. может научиться работать в соответствии с любой функцией. Следовательно, человек, хотя и требует времени на обучение, зато оказывается универсальным элементом системы управления. Однако скорость действия человека при этом не может выйти за пределы присущих ему возможностей.

Различные операции требуют различного напряжения интеллектуальных и физических сил. Поэтому для использования человека

в системе управления необходимо определенное согласование характеристик управляемых объектов с параметрами человека и его интеллекта, так же, как размеры и усилия, необходимые для управления машиной, согласовываются с размерами человеческого тела и его силой.

Стереотип, обусловленный эмпирической деятельностью, вырабатывается лишь, при многократном повторении ситуации, требующей соответствующей реакции. Чтобы он сохранялся, необходимо постоянное подтверждение практикой, актуализация. Стереотипные действия используются в сравнительно простых случаях, когда они являются реакцией на появление одного-двух признаков. Так, например, отклонение мощности от заданной требует действия, устраняющего его. Аналогичные действия необходимы при отклонении частоты, перетока активной мощности, напряжения. Выявление этих ситуаций можно назвать *распознаванием первого порядка.* Сложнее выработать стереотипную реакцию на сочетание нескольких параметров, возникающих сравнительно редко, например в аварийных условиях. Если учесть, что воссоздание подобных условий на управляемом объекте для обучения практически невозможно, то ясно, что закрепление реакции на них сильно затруднено. Действия на управляемом объекте в этом случае заменяются в условиях учебы их имитацией. Для этого можно использовать тренажеры, имитационные модели в рамках противоаварийных тренировок, предназначенных для создания навыков распознавания необычной ситуации. Человек, как высшее звено системы управления, должен владеть этими методами, называемыми *распознаванием второго порядка.*

Нетрудно себе представить ситуации первого и второго порядков, имеющих общие признаки, но требующих совершенно различных, а часто противоположных действий. В то же время ситуация второго порядка может иметь дополнительный признак, не различаемый персоналом. Естественно, что явление второго порядка в этом случае идентифицируется как явление первого порядка и действия, предпринимаемые для его предотвращения, оказываются неправильными и могут привести к тяжелым последствиям. В данном случае навыки, направленные на ликвидацию явления первого порядка, как более стойкие, преобладают над навыками, полученными в процессе обучения, и поэтому окончательное решение в условиях «опасных состязаний» стереотипов принимается в пользу неправильного действия.

Так, например, при увеличении мощности по сравнению с заданной в нормальном режиме необходимо уменьшить мощность турбин. Если же это явление возникает при большом снижении частоты (аварийный режим), то уменьшение активной мощности может ухудшить положение. В то же время частота, будучи в нормальном режиме постоянной, исключается персоналом из тщательного наблюдения и в аварийном режиме упускается из вида.

Это приводит к действию, соответствующему ситуации не второго, а первого порядка. Частоту в данном случае следует расценивать как «плохо различимый признак», так как он, хотя и измерялся, но не наблюдался.

В случаях, аналогичных рассмотренному, нельзя ограничиваться констатацией нарушения инструкции и усилением обучения, так как речь идет о неосознанном действии, обусловленном стойкими свойствами персонала, с характеристиками которого нужно считаться в не меньшей степени, чем с характеристиками оборудования.

Действия персонала в условиях «опасных состязаний» в ряде случаев могут снизить надежность электроснабжения, функционирования ЭЭС и ее объектов. Подобные действия могут привести к нарушению функционирования и повреждению дорогостоящего оборудования, а иногда даже к опасности для самого персонала. Ситуации, в которых могут проявляться «опасные состязания», иногда можно отнести к типовым и они должны выявляться, чтобы лишить персонал возможности прибегать к действиям, которые при определенном сочетании признаков, включая «плохо различимые», недопустимы. Для этого можно применить блокировки цепей управления как по «плохо различимым» признакам, так и по признакам используемых программ управления. Попытка осуществления неправильных действий может вызвать поступление сигнала «неправильное действие». Если существует необходимость в подобном действии, то для этого можно предусмотреть ключ вывода из работы блокировки, что неосознанно выполнить уже невозможно.

Чтобы избежать опасных действий (или бездействия) персонала, можно использовать операции, производимые автоматически и снижающие число необходимых вмешательств, благодаря чему уменьшается число операций (размерность задачи), выполняемых персоналом.

До настоящего времени подобным ситуациям не уделялось того внимания, которое они заслуживают, поэтому необходимо их выявлять и находить для них технические решения.

Из-за отсутствия элементов эвристики в стереотипной работе она быстро утомляет, и интерес к ее выполнению снижается. Поэтому подобная работа в конечном счете начинает выполняться недостаточно тщательно. Не учитываются полностью соображения экономичности. Режим поддерживается на достаточной «дистанции» от предельно допустимых значений мощности, скорости изменения параметров, маневренности. Это приводит к неполному использованию возможностей и располагаемой мощности, следовательно, автоматизация управления нормальными режимами одна из актуальнейших задач. Для персонала же остается деятельность по выполнению операций, требующих осмысленного творческого (аналитического) подхода.

Деятельность на **аксиоматическом** (аналитическом) уровне является более сложной. Ее основа — это сочетание усвоенных правил. Сумма наблюдаемых признаков вызывает у оператора представление о характере события. Решение принимается на основании отбора первоначальных истин (аксиом), соответствующих сложившейся ситуации, т. е. оно аналитическое. Аналитический уровень деятельности подразумевает использование существующего опыта, сосредоточенного в памяти человека, и знаний.

Наиболее высоким интеллектуальным уровнем деятельности является интуитивно-эвристический уровень. Одна из основных его черт — обнаружение и преодоление противоречий, присущих данной ситуации, для достижения поставленной цели.

Медленное накопление фактов в рамках прошлого опыта приводит к неудовлетворенности существующим решением задачи, ее моделью, принятыми допущениями. Это вызывает длительную, упорную работу мысли, во время которой приводится нескончаемое число мысленных экспериментов. Поиск решения сопровождается «перелопачиванием» огромного информационного материала. Эмоциональная напряженность, вызываемая такой работой психики, сопровождается интуицией. Прозрение, в результате которого обнаруживается новое решение, часто наступает в периоды, когда ослаблено влияние прошлого опыта, т. е. сознание частично выключено. Таким образом, в результате выявления нового обобщающего описания в ряде случаев удается обнаружить новый класс явлений и правила управления ими, которые в дальнейшем можно использовать для принятия аналитического или даже эмпирического решения. Обнаружение большего или меньшего нового фундаментального положения — *парадигмы* обычно дает качественно новое, более эффективное решение задачи, приобретающее тем самым, особую общественную ценность. Однако новые идеи и закономерности не соответствуют общепринятым аксиомам, и благодаря элементам консервативности, необходимым для защиты от авантюризма, более или менее длительное время не признаются. Это усугубляется тем, что если накопление данных является результатом коллективного труда, то обнаружение нового решения — обычно акт глубоко индивидуальной. В результате новое усваивается с трудом и проходит мучительный путь до признания.

Иерархия уровней решений заключается в том, что если задачу можно решить наилучшим образом на низких уровнях, то не следует обращаться к более высоким. Если же для ее решения требуется высокий уровень, то попытка решения на низких уровнях, как правило, приводит к успеху, носящему случайный, а следовательно, ненадежный характер.

Для возможности использования аксиоматического и интуитивно-эвристического решений, как правило, требуется теоретическая профессиональная подготовка, достигаемая образованием и самообразованием. Свойства человека характеризуются способностью

обращаться к требуемому уровню решения. К сожалению, бывают случаи, когда отдельные уровни решений ослаблены или даже недоступны, что в значительной мере определяет положение человека в коллективе.

Умение выбрать правильный уровень решений, хотя и предопределенное врожденными качествами, можно развить в себе получением опыта в коллективе.

11.3. ВЛИЯНИЕ ЭМОЦИОНАЛЬНОЙ НАПРЯЖЕННОСТИ НА ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ ПЕРСОНАЛА

В предыдущих главах рассматривались эксплуатационные задачи, плохо выполняемые персоналом. К ним относятся операции, требующие длительного напряженного внимания: поддержание предельных режимов генератора и перетоков активной мощности, предельных по статической устойчивости, пуск котлов при максимально допустимых температурных напряжениях и пр. Персонал подобные операции выполняет плохо из-за стремления избежать чрезмерного напряжения сил. В результате снижается использование располагаемой мощности и пропускной способности, увеличиваются сроки пуска агрегатов.

Неэффективны действия персонала при возникновении сложных взаимосвязанных аварийных процессов, представляющих для функционирования ЭЭС большую опасность. Плохо наблюдаемые сложные процессы, сопровождающиеся чрезмерно большим количеством информации в единицу времени, создают стрессовую обстановку. Персонал при этом теряет ориентацию и практически может вмешаться лишь в послеаварийный режим, когда предотвратить опасные последствия уже нельзя.

Поэтому важно иметь представление об эмоциональной напряженности и стрессах и их влияние на деятельность человека.

Работа человека, обслуживающего техническую систему, связана с реакцией, формирующейся в его психике на параметры управляемых процессов. Психика людей индивидуальна. Можно говорить о психической конституции так же, как о физической конституции (типе телосложения). По мнению некоторых специалистов между психическими и физическими особенностями достаточно часто наблюдается взаимосвязь.

Неполная информация о событиях и связанная с ней неопределенность результатов вызывают у человека *эмоциональную напряженность* (активацию). От нее в определенной степени зависит эффективность действия оператора.

Эмоции определяются, с одной стороны, определенной потребностью $П$, а с другой — соотношением *необходимых и располагаемых* (находящихся в распоряжении) средств ее удовлетворения ($C_н$, $C_р$), оценка которых производится субъективно:

$$Э = f[П \leftrightarrow (C_н, C_р)].$$

Чем больше начальная неопределенность, тем выше эмоциональная напряженность, сопровождающая поиск решения. Если выясняется, что $C_р \geqslant C_н$, то работа вызывает положительные эмоции, повышающие интерес к ней и стимулирующие ее успешное выполнение. При $C_р < C_н$ эмоциональная напряженность велика. Естественно, что это сопровождается отрицательными эмоциями. Если же $C_р \gg C_н$, то работа оказывается монотонной и неинтересной. Зависимость успешности действия оператора от активации A изображена на рис. 11.1. С приростом активации эффективность

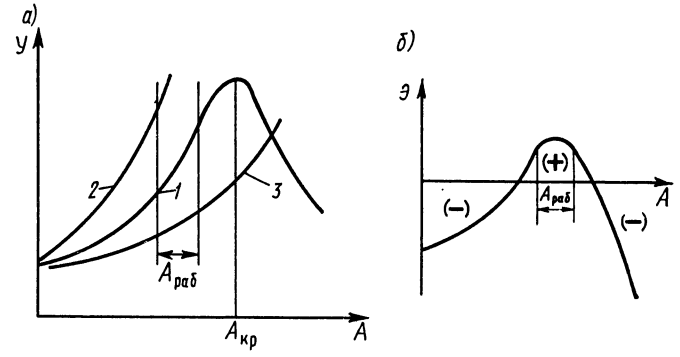


Рис. 11.1. Зависимость успешной работы оператора от активации A *(а)* и эмоциональной реакции от активации *(б)*: для типов личностей:
1 — нормального; *2* — тревожного и *3* — инертного

действия оператора повышается. Однако подобное приращение происходит в определенных, реальных для человека условиях. При дополнительном увеличении активации приращение эффективности уменьшается. При некоторой критической активации $A_{кр}$ становится равным нулю. Дальнейший ее рост сопровождается снижением эффективности действия оператора.

Низкая активация, связанная с малой эмоциональной напряженностью, сопровождается мало успешной деятельностью. Это объясняется тем, что работа монотонна и, следовательно, неинтересна. Чрезмерная напряженность, обусловленная большим объемом и плотностью информации (объем информации в единицу времени), также резко снижает успешность работы. Допустимый диапазон деятельности человека является рабочей зоной $A_{раб}$, расположенной в области достаточной эмоциональной напряженности, но на надежной дистанции от критической активации.

Учитывая, что люди с различным типом нервной системы воспринимают внешнюю обстановку субъективно, необходимо ориентироваться на худший тип. Эти соображения должны учитываться при создании систем управления технологическим процессом. На

этом этапе нужно найти пути для устранения как монотонного труда, так и чрезмерной напряженности.

Нейротип человека, являющийся предпосылкой психической деятельности, — врожденное свойство. Еще знаменитый греческий врач Гиппократ в V веке до нашей эры провозгласил, что различное смешение стихий определяют темпераменты — нейротипы: холерический, сангвинический, флегматический и меланхолический. Вероятно, подобное подразделение было сделано на основе основательных наблюдений древних. В дальнейшем древнегреческий врач Гален объяснял особенности темпераментов свойствами организма. И хотя выяснилось, что практически наблюдаемые люди в большинстве случаев четко не относятся к одному из упомянутых типов, а число типов может быть увеличено*, тем не менее четырьмя основными типами можно воспользоваться для характеристики человека как работника.

Нейротип характеризуется следующими особенностями: силой нервного возбуждения, быстротой реакции (подвижностью) и уравновешенностью нервных процессов. Эти три характеристики образуют некоторую систему координат, в которой каждому типу примерно соответствует определенная область (рис. 11.2). Так, холерику соответствует большая сила нервных процессов, малые инертность и уравновешенность. Сангвинику — малая инертность, несколько меньшая сила нервных процессов, но бóльшая уравновешенность. Меланхолику соответствует меньшая сила и уравновешенность, а флегматику — большая сила, уравновешенность и пониженная подвижность.

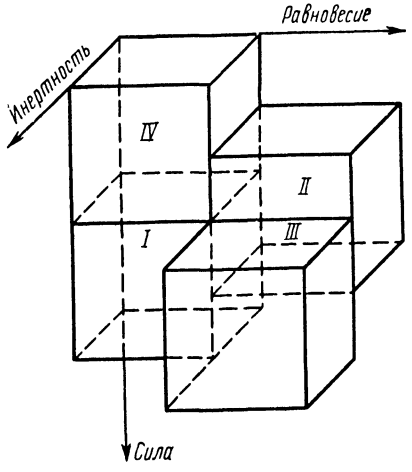


Рис. 11.2. Области, соответствующие различным типам личностей:
I — холерик; *II* — сангвиник; *III* — флегматик; *IV* — меланхолик

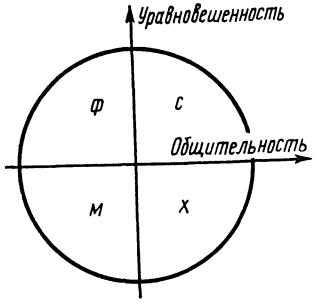


Рис. 11.3. Диаграмма приблизительного определения нейротипа

* *Леонгард К.* Акцентуированные личности. — Киев: Вища школа, 1981.

Более общая характеристика типов приведена в табл. 11.2.

Таблица 11.2. **Характеристика нейротипов**

Тип человека	Его характеристика
Холерик	Жажда деятельности, пренебрежение комфортом, большая энергия, стойкость, прочность привязанностей. Недостаточные самоуглубленность, интуиция, тонкость и понимание других, трудно переключается, взрывчатость характера
Сангвиник	Стремление к комфорту, общительность, живость, теплота. Поверхностность, недостаток целеустремленности, неприспособленность к однообразной обстановке, разбрасывается
Флегматик	Невозмутим, основателен, упорен. Трудно переключается, плохо переносит суету и изменчивость среды
Меланхолик	Впечатлителен, острота внимания, предрасположенность к умственным занятиям. Повышенные физическая и нервная утомляемость, трудности в установлении контакта с людьми, пониженная общительность

Упрощенное представление о принадлежности к определенному нейротипу можно получить, ориентируясь на такие внешне различимые признаки, как степень уравновешенности и общительности (рис. 11.3). Соответствующие оценки должны давать посторонние наблюдатели, так как самооценки бывают ошибочными.

Поведение формируется на основе представления о среде и собственных действиях в ней. Оно образует определенную модель, создающуюся и изменяющуюся непрерывно. В этом смысле различные нейротипы имеют свойства, приведенные в табл. 11.3.

Этими свойствами, по-видимому, объясняются конфликтность холерика, у которого новая обстановка натыкается на еще не распавшееся старое представление о ней; быстрое загорание и угасание сангвиника; упорство флегматика; или апатичный и пассивный характер меланхолика, которого необходимо расшевелить для успешной работы в области подготовки сложных решений в спокойной обстановке.

Люди с чертами различных типов в управлении технологическими процессами работают вполне успешно. Каждый из них при-

Таблица 11.3. **Нейротип человека и модели**

Нейротип	Возникновение модели	Распадание модели
Холерик	Быстрое	Медленное
Сангвиник	»	Быстрое
Флегматик	Медленное	Медленное
Меланхолик	»	Быстрое

вносит в работу свои особенные черты характера, дополняющие друг друга. Разнообразие людей обеспечивает совершенство эксплуатации. Так, хорошая переключаемость и открытый нрав сангвиника, сплачивающий коллектив, дополняется энергией холерика и основательность флегматика, а недостатки одного из них компенсируются достоинствами другого [18].

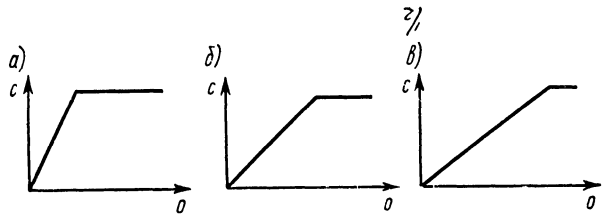


Рис. 11.4. Графики субъективного восприятия *(с)* обстановки *(о)* тревожной *(а)*, нормальной *(б)* и инертной *(в)* личностями

Персонал при оценке его деятельности в управлении техническими системами, в смысле реакции на изменение управляемого процесса, можно отнести к одному из трех типов: нормальному, тревожному и инертному.

Субъективное восприятие внешней информации соответствует ее объективной значимости только у человека, относящегося к *нормальному* типу восприятия (рис. 11.4, *б*). Человек *тревожного* типа переоценивает малозначимые факторы: в то время как *инертный* их недооценивает (рис. 11.4 *а, в*). Это означает, что человек тревожного типа воспринимает задачу средней сложности как трудную и инертного типа — как легкую. Многие реальные типы восприятия занимают промежуточное положение между ними.

Характеристики для тревожного и инертного типов работников (см. рис. 11.1) отличаются из-за различного восприятия сложности задач.

У людей тревожного типа проявляется тенденция к преувеличению сложности задачи. Это значит, что критическая активация для работников этого типа смещена влево (линия *2*), а рабочая зона, соответствующая задачам средней сложности, оказывается близкой к критической. Естественно, что у работников этого типа появляется стремление заниматься решением более простых задач, а в целом для них более актуально желание *избежать неудачи,* чем *достигнуть успеха.*

У людей инертного типа проявляется тенденция к недооценке сложности задач. Уровень критической активации у них смещен вправо (линия *3*). Поэтому они стремятся решать задачи повышенной сложности, а рабочая зона оказывается смещенной в область более низкой активации.

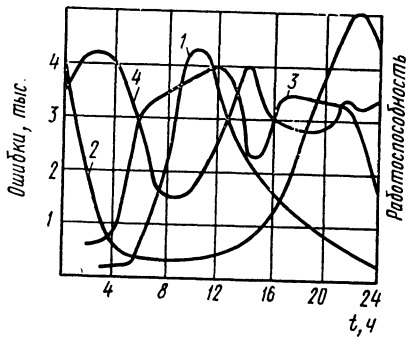


Рис. 11.5. Временные зависимости суточной работоспособности:
1 — «жаворонков»; *2* — «сов»; *3* — среднего человека; *4* — распределение 75 000 ошибок персонала в энергетике

Учитывая, что осуществить детальный подбор работников по их психофизическим свойствам практически не удается, при подготовке условий работы целесообразно ориентироваться на худший случай. Кроме того, каждый работник сам предпринимает меры для создания приемлемых для него условий. Так например, человек тревожного типа может повысить свою упорядоченность подготовкой своего рабочего места, заботясь о том, чтобы вещи лежали на своих местах. Вводом жесткого уклада жизни, в котором могут ему помочь близкие, он может добиться того, чтобы и события происходили в определенной заранее известной последовательности, без неожиданностей. Так, социальные навыки позволяют человеку компенсировать слабости и не быть обременительным для окружающих.

Работоспособность персонала зависит от времени суток. В этом смысле людей можно отнести к одной из двух групп: имеющих повышенную работоспособность утром («жаворонки»), или, наоборот, вечером «совы». В среднем производственные коллективы состоят из представителей обеих групп. На рис. 11.5 приведены временные зависимости суточной работоспособности для этих групп и среднего человека на основе исследований, проведенных в Швеции, а также суточная зависимость распределения ошибок энергетического персонала. Наибольшее число ошибок совершается в диапазоне 12—16 ч дня и 23—03 ч ночи.

11.4. О СТРЕССЕ

В процессе эксплуатации технических систем нередко возникают ситуации, требующие значительной эмоциональной напряженности.

К ним можно отнести случаи, когда в течение длительного времени человек испытывает угнетение из-за неинтересной монотонной работы.

В аварийных ситуациях требуются действия в условиях неопределенности, т. е. предпринимающиеся на основе предполагаемых гипотез и событии.

Эмоциональные напряжения возникают также в отношениях между людьми.

Ситуации, складывающиеся в неблагоприятных условиях, могут вызывать столь большие отрицательные эмоции, что действия оказываются неэффективными или даже невозможными из-за возникновения состояния, близкого к шоку (потере ориентации и работоспособности). Эмоциональные напряженности, возникающие при сильных раздражителях, называются *стрессом*. Подобная напряженность вызывает предчувствие надвигающейся опасности и способствует ответу на нее повышением готовности к действию в качестве защитной реакции. Стресс — реакция на любой сильный раздражитель, существенно нас затрагивающий и вызывающий положительные и отрицательные эмоции. Избежать их невозможно. Уровень эмоций, соответствующих стрессу, изображен на рис. 11.1, *б*.

Отрицательные эмоции возникают в ситуациях, сопровождающихся как низкой, так и чрезмерно высокой эмоциональной напряженностью.

Эмоции, являясь как бы разведчиками рассудка, позволяют мгновенно оценить неблагоприятную ситуацию, мобилизуя нас к тому, чтобы ее избежать или преодолеть прежде, чем рассудок соберет все сведения, необходимые для анализа.

Различают стрессы четырех степеней. Первая степень эмоционального стресса тренирует, закаляет человека. Вторая тоже полезна, но при условии, что своевременно заканчивается разрядкой. Оба уровня соответствуют понятию *физиологического стресса* (эвстресса) и представляет собой трату нервной энергии, окупающейся впоследствии повышением его нервной сопротивляемости и приспосабливаемости к быстро изменяющимся условиям.

Третья степень безусловно вредна, так как вызывает угнетение. Четвертая степень — это уже невроз, болезнь. Эти степени стресса называют *патологическими стрессами* (дистрессами). Они возникают как реакция на слишком сильный раздражитель, превышающий приспособительные возможности организма, и могут привести к необратимым нежелательным последствиям (саморазрушениям, предельным истощениям). За оценкой события должно следовать действие, приводящее к попытке либо избежать возникшую трудность, либо преодолеть ее. Для этого нужно собрать силы, мобилизоваться. Вот почему при отрицательных эмоциях повышаются артериальное давление, мышечный тонус, уровень сахара и некоторых гормонов в крови.

Известно, что можно ослабить нервное возбуждение применением аутогенной тренировки. Возбуждение сопровождается повышением напряжения мышц и учащением дыхания. Существует и обратная связь. При расслаблении мышц и нормализации дыхания, уменьшается нервное возбуждение. Однако трудно себе представить энергичного человека, живущего полнокровной жизнью, с расслабленными мышцами и запрограммированным дыханием. Значит, нужно быть подготовленным к нервным нагрузкам и уметь им противостоять.

Защищенность от стрессов в значительной степени определяется врожденными свойствами. Так, например, тревожная личность, при прочих равных условиях, более чувствительна к стрессам, чем нормальная и инертная. Это должно учитываться при формировании служебных отношений. Однако большое значение имеют и приобретенные свойства, которые могут оказаться более весовыми. Эти свойства, характеризующие личность, приобретаются в процессе воспитания и становления.

Защищенность от стрессов зависит также от социальной поддержки, обеспечивающейся прогрессивным законодательством в обществе и нормально функционирующим коллективом. Однако на всеобщую поддержку при разработке нового, к сожалению, рассчитывать нельзя. Доказательство жизнеспособности нового требует значительных усилий и воли.

Природа в ходе естественного отбора также создала системы защиты психики от стрессов.

Изначально мобилизация сил предшествовала физическому действию (бегству, борьбе). Однако современная цивилизация, которая заменила грубые отношения между людьми на тонкие и сложные отношения и породила моральные ограничения, предъявляющие строгие требования к владению собой, практически исключила проявление эффекта мобилизации в физическом действии. Мобилизация, возникающая вхолостую, приводит к нарушениям гармонии в организме. При сохранении подобного состояния могут пострадать системы психической защиты, в результате развивается психосоматическое состояние («сома» — по гречески тело), проявляющееся в виде неврозов, язв желудка, сердечно-сосудистых заболеваний, бронхиальной астмы, гипертонии и других заболеваний. Хотя сами заболевания по существу становятся своего рода защитой психики, так как переключают на себя внимание от неурядиц, представляющих еще большую опасность.

Состояние психики в большей степени зависит от стойкости духа, сохранение которого является важнейшей задачей.

В современных условиях роль физического действия перешла к

интеллектуальной активности, которая, как это оказалось, в смысле разгрузки психики, вполне эквивалентна двигательной активности и направлена на поиск выхода из критической ситуации: планирование определенного действия, прогнозирование (предвкушение) его результатов, переоценка ситуации. Для этого необходимо проявить инициативу, являющуюся надежной защитой, с помощью которой удается благополучно пережить стресс. Бóльшую часть стрессов приходится переживать на работе. Естественно, что наиболее ценной для общества является положительная инициатива, проявляемая в этой области.

Из вышеизложенного следует, что стрессом можно управлять.

Наряду с применением методов владения личными эмоциями при управлении техническими системами необходимо прибегать к психологически обоснованной организации труда, предотвращающей систематическое возникновение стрессовых ситуаций. Для этого используются методы управления людьми, обучения и формирования коллектива на основе правил социальной и педагогической психологии, создаются системы автоматизированного и автоматического управления для облегчения работы и исключения людей из процессов, управление которыми не соответствует психологическим возможностям персонала.

Известно, что способность преодоления стресса, обусловленного чрезмерным эмоциональным напряжением, прямо пропорциональна срокам решения и обратно пропорциональна числу и трудности задач:

$$\text{Способность преодоления стресса} = \frac{\text{сроки решения}}{\text{число и трудность задач}}.$$

Следовательно, для повышения способности преодоления стрессовой ситуации необходимо увеличить сроки решения задач и уменьшить их число и трудность. Хорошо известно, что многие задачи, которые не решены в спешке, решаются, как только снимается сосредоточенность на задаче. Что касается уменьшения числа задач, то это достигается автоматизацией части процессов, управление которыми требует быстродействия, недоступного персоналу.

Эргатическое управление (с участием персонала) необходимо для процессов, которые на достигнутом уровне техники плохо формализуются и не могут быть приведены на автоматическое управление. Управление этими процессами можно существенно облегчить, применяя средства автоматической обработки информации, предоставляемой персоналу в удобном для практического использования виде. Средства автоматизированного управления в сочетании с удобно построенной системой информации и инструкций снимают стрессовую ситуацию.

Выбор технических средств, с помощью которых устраняются стрессовые ситуации, возможен в результате тесного сотрудничества специалистов, знающих психологию персонала в конкретных условиях его работы, и инженеров, выявляющих плодотворные направления развития технических систем контроля и управления.

11.5. О ПАМЯТИ

При эксплуатации электрических систем персонал имеет дело с громадным числом инструкций, циркуляров, правил, нормативов и другой документации, содержание которой не только трудно запомнить, но и разобраться в ней весьма сложно из-за большого объема, недостаточной систематизации, а иногда и противоречивости.

Для повышения уровня эксплуатации целесообразно использовать рационально построенные банки инструктивных данных, снабженные удобной поисковой системой. В этом случае для выполнения конкретной задачи можно быстро найти требуемый фрагмент инструктивного материала, не опираясь в работе на запоминание. Последовательность действий в этом случае оказывается запрограммированной, что исключает грубые ошибки (см. § 7.3).

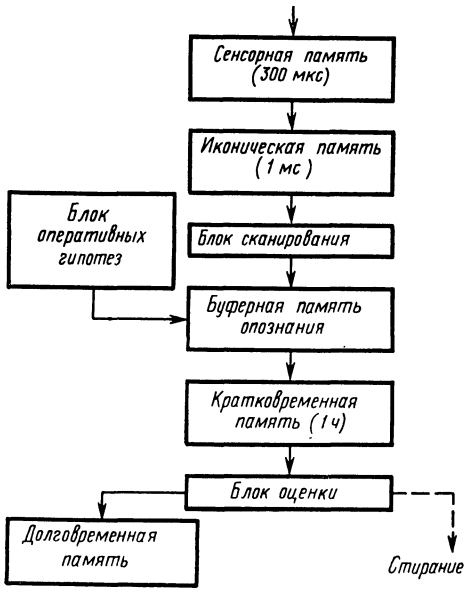


Рис. 11.6. Структура памяти

Наряду с этим должна быть создана организационная система, позволяющая выявлять и устранять неправильное положение элементов защит и автоматики вследствие допущенных ошибок для того, чтобы исключить накопление ошибок, которые при неблагоприятных условиях могут привести к авариям. Для создания подобных систем необходимо иметь представление о свойствах памяти, рассматривающихся ниже.

Деятельность человека опирается на его прошлый опыт, т. е. на информацию, хранимую в памяти. Благодаря памяти возможно осуществление вероятностного прогнозирования, необходимого для нормальной деятельности. В памяти хранятся информация, полученная в течение предшествующей жизни, и все результаты ее обработки, формирующие опыт. Таким образом, память хранит *тезаурус* мыслительного аппарата.

Памяти предшествует восприятие. Работа памяти, как и работа

мышления, начинается с образа. Наиболее информативный образ дается зрительным восприятием.

Структура памяти. Непосредственное отражение объекта удерживается сенсорной памятью в течение некоторого времени (рис. 11.6). Например, зрительный образ в сенсорной памяти хранится порядка трехсот микросекунд и, таким образом, она быстро освобождается для приема новой информации. Из сенсорной памяти образ поступает в иконическую память (изображение), в которой след образа хранится уже тысячу микросекунд. Иконическая память стабилизирует образное восприятие.

Информация, хранящаяся в иконической памяти, подвергается обработке в блоке сканирования, который ее исследует и передает в буферную память опознания. Этот блок подвергается воздействию оперативных гипотез в виде постановки задачи и выделяет информативные признаки.

Воспринимаемые сигналы фиксируются в оперативной или кратковременной памяти. Кратковременная память, на стадии которой идет первичная обработка информации, удерживает самое важное из воспринимаемого перед мысленным взором. Она длится от 10 до 160 с (максимально до 1 ч). Человек с одного раза способен удержать в памяти в среднем девять двоичных чисел, семь букв алфавита и пять односложных слов. Информационное содержание подобной информации весьма различно. За единицу количества информации, как известно, принимается бит (см. § 6.11) или двоичная единица. Скорость обработки информации исчисляется в битах в секунду. Объем кратковременной памяти при фиксации независимых величин равен приблизительно 160 бит. Если же принимается осмысленная информация, емкость кратковременной памяти определяется отношением не к отдельным сигналам, а к носителям информации (слову, изображению, содержательной фразе) и достигает 500 бит.

Кратковременная память обрабатывает не информационное содержание сигналов, а число ее «квантов», определяемых чисто внешними физическими характеристиками объектов (формой, способом, представлением и т. д.). В этом смысле кратковременная память в среднем воспринимает семь «квантов» информации. Учитывая, что длительность цикла работы кратковременной памяти, равна 10—160 с, скорость ее работы применительно к бессодержательным сигналам в объеме 160 бит равна 1—16 бит/с.

После отсеивания ненужных данных представление о событии переходит в долговременную память. При этом объем используемой информации увеличивается, так как человек применяет различные способы экономного запоминания. В долговременной памяти хранится уже переработанная информация, заключающая в осмысленных ситуациях. В ней новые сведения сопоставляются с известными, отсеивается лишнее и остается то, что достойно длительного хранения.

Оператор, управляющий техническими системами, использует информацию, хранящуюся в памяти. Если в памяти найден эталон аналогичного события, происшедшего в прошлом, то оператор принимает решение и действует в соответствии с ним. Если же информация недостаточна и недостоверна, то оператор не в силах точно оценить обстановку. Он на основании моделей, хранящихся в памяти, выдвигает *гипотезы,* из которых предпочтение отдается одной и действия предпринимаются в соответствии с ней. Если гипотеза оказывается неверной, то в системе возникают дополнительные изменения и при условии их обратимости, выдвигается очередная гипотеза. Перебор гипотез продолжается до тех пор, пока либо объем информации не станет достаточным и достоверным для безошибочного действия, либо одна из гипотез не окажется верной. После этого вся ситуация переходит в память в качестве эталона для будущего.

Работа восприятия непрерывна, а память пользуется результатами выборочно, так как постоянно идет отсев ненужного под влиянием сконцентрированного внимания.

В долговременной памяти информация о прошлом опыте хранится в определенном порядке, удобном для ее использования в процессе вероятностного прогнозирования.

В памяти хранятся не готовые модели, необходимые для планирования действий, а его «полуфабрикаты», которые в процессе деятельности необходимо изменять, дополнять и трансформировать для решения практических задач.

Большой интерес представляет число случаев, на основе которых складывается вероятностная модель. Если это число невелико (опыт мал), то система в своем прогнозе чрезмерно «доверчива», т. е. модель быстро изменяет прогноз под влиянием случайного изменения среды. Если же это число чрезмерно большое, то модель слишком «косная», т. е. не реагирует на изменение окружающей среды.

Особенности запоминания. В оценке прошлого опыта участвует фактор времени. При этом событие фигурирует в памяти с определенным весом, зависящим от давности события (давние события имеют малый вес, недавние события — более высокий вес). Однако необходимо подчеркнуть интересное свойство памяти. Спустя большое время значение прошлого опыта в памяти угасает в соответствии с давностью. Однако если это событие повторяется, то обучение реакции на него требует значительно меньше времени, чем это было в первый раз. Этим объясняется то обстоятельство, что из равных по величине сообщений лучше запоминаются те, в которых содержится меньше информации. Легче усваивается то, что связано с прошлым опытом. Постижение нового дает наиболее успешные результаты тогда, когда его можно сравнивать с прошлым опытом и с определенной вероятностью прогнозировать, угадывать. Абсолютная новизна воспринимается с большим трудом, тяготит и

перенапрягает память. Вот почему для запоминания важное значение имеет повторение. Разумное чередование повторений намного ускоряет процесс запоминания.

Запоминание связано с эмоциями, получаемыми от знакомства с изучаемым предметом или наблюдаемым процессом (рис. 11.7). События или информация, находящиеся ниже *порога воспроизведения*, как правило, не передаются в долговременную память. Запоминаются лишь события, превосходящие этот порог, т. е. вызывающие определенное переживание, обусловленное пониманием его важности или хотя бы до конца понятое. При этом формируется след памяти. Его переход в долговременную память сопровождается процессом, называемым иногда *консолидацией,* происходящей в период отдыха (сна).

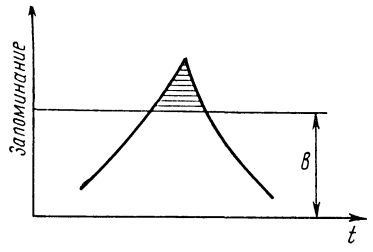


Рис. 11.7. Процесс запоминания при превышении сигнала уровня воспроизведения *B*

Хорошее запоминание возможно при условии, что плотность информации не превышает определенного уровня. При чрезмерной плотности запоминание существенно ухудшается, т. е. потоки информации для него могут оказаться конкурирующими, мешающими запоминанию.

Говоря о памяти, необходимо также упомянуть явление, называющееся реминисценцией и заключающееся в возможности вспомнить что-либо по прошествии некоторого времени с момента ознакомления с материалом. Быстрота и прочность запоминания зависят от значимости события. Если объект запоминания является предметом личного интереса и затрагивает важные условия вашей жизни, то он хорошо запоминается (принцип интереса). Запоминание и воспроизведение зависят от частоты, использования запоминаемого. Чем чаще им приходится пользоваться, тем лучше он усваивается (принцип максимальной активности). Запоминание происходит эффективнее при четком понимании его полезности в будущем. Обычно забывается старое, кажущееся бесполезным, и запоминается новое, устремленное в будущее.

Умение загружать память связано с ее тренированностью, которую можно существенно развить. Тренированная память способствует получению радости от обучения, еще больше повышающей интерес к нему.

Говоря о памяти, необходимо также иметь в виду, что завершенное действие стирается из памяти быстрее, чем прерванное. Программа действий, изложенная на бумаге освобождает память от напряженности, связанной с вспоминанием необходимой последовательности действий.

Человек-оператор в настоящее время обычно не имеет непосредственного контакта с управляемым объектам. Представление о режиме объектов он получает от комплекса приборов-индикаторов, находящихся на значительном расстоянии от объекта и формирующих информационную модель. Решения оператор принимает на основе боле обширной информации, чем поступающая на информационную модель. Для этого используется априорная информация, формируемая профессиональными знаниями и прошлым опытом. Данные, поступающие от информационной модели, в сочетании с априорными сведениями, извлекаемыми из памяти, формируют *концептуальную модель*, обусловливающую действия оператора в системе управления.

Во время возникновения таких событий, на которые необходимо реагировать, комплекс оперативных элементов непрерывно меняется, следуя за изменением реальной обстановки и непрерывно моделируя ее. Так складывается модель, состоящая из чувственных образов и представлений, поступающих из долговременной памяти.

Мыслительные образы, хранящиеся в памяти, подвергаются обращению, т. е. постепенно лишаются конкретно-ситуативных черт и сохраняют в основном общие для данного класса событий черты. Эти образы в дальнейшем фигурируют в качестве *образов — эталонов,* с которыми сопоставляются реальные ситуации, требующие воздействия.

Мозг наилучшим образом приспособлен к образному восприятию. Признаки события лучше воспринимаются, если к ним подбирается какое-либо мнемоническое правило, позволяющее сформировать образ, который становится надежной опорой памяти.

Программирование оперативной работы. При управлении техническими системами на память персонала можно ориентироваться в случаях, когда действие представляет собой цепь, не превышающую нескольких операций (принцип семерки). Если последовательный ряд операций велик, то ориентация на память опасна. Нецелесообразно ориентироваться на память и в случаях, когда действия существенны для целостности оборудования или безопасности персонала. В подобных случаях в перспективе вполне естественно размещение информационных массивов в памяти ЭВМ с применением поисковой системы, позволяющей вызвать на экран дисплея нужный фрагмент инструктивных указаний. Однако эту возможность можно успешно воспроизвести с помощью подручных средств. Для этого как в СССР, так и за рубежом разработаны методы подготовки мини-документов, обеспечивающих оперативное управление на основе малоформатных единиц: мини-карточек, подборок и т. д. Это открывает большие возможности рационального упрощения управленческих процедур, существенно уменьшая объем работы, проводимой с ориентацией на память; ускоряет и повышает надежность принимаемых решений.

Сущность микроформатных средств информации является дальнейшим многоплановым развитием давно используемых специально

расчерченных записных книжек, еженедельников и т. д. Но информация, содержащаяся в них, существенно расширена и радикально пересмотрена. Они могут компоноваться в удобных хранилищах, оснащенных поисковой системой, позволяющей быстро найти необходимую в данный момент информацию.

Известно, что в этом плане ориентируются на *:

мини-картотеки уменьшенного формата (примерно 105×148 мм);

стандартные оперативные *конволютные мини-подборки,* изготовляемые по заказам:

мини-полиграфические источники — типографские печатные издания стандартных мини-форматов (107×165 мм) или мини-подшивки, изготовленные на множительно-копировальной и оперативной полиграфической технике (форматом 115×160 мм).

В учреждениях США, например, увеличивается создание и использование микрографии, несмотря на бурный рост применения персональных компьютеров **.

Общий принцип организации малоформатных систем аналогичен построению памяти ЭВМ: долговременное — оперативное — сверхоперативное запоминающие устройства. В *долговременном хранилище — аккумуляторе* — хранятся малоформатные информационные единицы в системно упорядоченном по тематическим рубрикам виде. В *оперативном хранилище* концентрируются в том же виде информационные единицы, необходимые для данного периода деятельности. В *сверхоперативном хранилище* расположены информационные единицы, которые должны находиться в постоянной «горячей» готовности. Подобная организация инструктивной информации таит в себе большие возможности для высвобождения человеческой памяти от ненужного напряжения, создает нормальные условия для работы и исключает возможность принятия неверных решений.

Информации необходимо придать форму, пригодную для использования действий. В психике человека этим занимается так называемый блок формирования программ моторных инструкций. Информация превращается в программу действий, а моторные инструкции реализуются, завершая всю цепь.

11.6. ЧЕЛОВЕК В КОЛЛЕКТИВЕ

Индивидуальные различия обусловлены не только врожденными, но и приобретенными под влиянием воспитания, условий жизни и деятельности свойствами. Возможность опоры на свойства, приобретенные в результате общественного воздействия, позволяет в

---

* *Новиков Г. П.* Управленческая мини-документалистика // ЭКО, 1985, № 9, С. 73—81.

** В 1980 г. на исследования в этой области в США было использовано 2.2 млрд. долл., а в 1985 г. — значительно больше.

значительной мере скомпенсировать черты, обусловленные врожденными качествами, и дополнить их сознательным регулированием поведения.

Эти различия являются основой характера человека, в котором соединяются черты индивидуальные и типичные.

Формирование характера личности. Представляют интерес две группы черт характера.

К первой группе относятся черты характера, выражающие направленность личности, т. е. систему отношений к действительности: обществу, коллективу, к людям как членам коллектива, к труду и его результатам, к самому себе как личности (скромность, самовлюбленность, застенчивость, самокритичность, чувство собственного достоинство, недооценка собственных возможностей, самоуверенность и т. д.).

Вторую группу составляют волевые черты характера, определяющие умение сознательно регулировать свою деятельность, преодолевать препятствия на пути к поставленной цели. От уровня развития волевых черт зависит, так называемая сила или слабость характера. К волевым качествам относятся: целеустремленность, самостоятельность, решительность, настойчивость и т. д.

В дальнейшем рассмотрим особенности личностей, оказывающие влияние на трудовую деятельность.

Коллектив, в котором осуществляется деятельность человека, может представлять собой формальную или неформальную группу.

Формальная группа создается для выполнения конкретной деятельности, направленной на достижение заданной цели (производственное задание или выполнение профессиональных задач). Отношения в подобной группе строятся на сугубо деловой основе. Обязанности четко распределены, положительные и отрицательные последствия соответственно успешной и неуспешной работы известны. Члены группы могут иметь очень различные взгляды и вести разный образ жизни. Все это вполне допустимо при условии, что не мешает выполнять работу, которая ножет сопровождаться возникновением конфликтов. Однако и они должны разрешаться в интересах дела.

Выполнение функций, необходимых обществу (учеба в целях получения профессиональных знаний, работа, дающая эффективный результат), требует определенных усилий над собой для достижения сосредоточенности на деле. Она может быть достигнута в результате включения ряда психических механизмов, образующих иерархическую систему.

К этим механизмам относятся, во-первых, *сила воли,* которая помогает в нужный момент сосредоточить эмоции, память, профессиональные навыки и интуицию. Во-вторых, чувство долга, благодаря которому четко известно, что необходимо и что нельзя делать ни при каких обстоятельствах. Хотя этот механизм менее эффективен (так как поиск решения в рамках должного и запретного

может сопровождаться упущением из вида ситуации в целом), но, если он развит, то устойчив и надежен. В-третьих, *подавление «дурных» порывов в подсознании.* Он малоэффективен, так как человек просто не видит вариантов поведения, которые привык для себя считать недопустимыми. И в-четвертых, когда человек не имеет ни силы воли, ни чувства долга, ни подавления «дурных» порывов, включается *внешний контроль,* т. е. восприятие одобрения или осуждения окружающих.

За пределами работы человек также нуждается в общении. Это могут быть друзья; приятели; люди, общение с которыми приятно, дает отдохновение. Это — неформальная группа. Она существует на основе внутреннего согласия членов, единства их представлений о мире и о том, что для них важно и второстепенно, дозволено и запретно, на общепринятых для всех обычаях. Одобрение и санкции здесь неформальны: взгляды и намеки, сплочение и остракизм. Пренебрежение к правилам, принятым в группе, несовместимо с пребыванием в ней. В подобной группе формируется и развивается личность.

Рабочая, формальная группа может воспитывать определенные полезные для дела качества при условии, что сумела одновременно превратиться в неформальную группу. В этом смысле можно приветствовать, когда рабочий коллектив превращается в группу друзей, имеющих общие интересы и за пределами работы: на отдыхе, в самодеятельности, в совместной разработке творческих идей. Однако и без этого коллектив может быть вполне работоспособным. Неформальные же группы (семья, компания друзей) распадаются как только нарушается взаимное согласие.

Влияние психологического климата в коллективе на работу. Большие возможности заключаются в такой организации коллектива, при которой принимаются совместные серьезные решения, возникает общая ответственность за конечный результат. Для этого нужно принимать меры для возникновения не единомыслия, а неформального единства на нравственной основе (человеческой душевности, товариществе). Вопросы дисциплины труда в этом случае превращаются во внутреннее дело коллектива и решаются наилучшим образом.

Однако не стоит подгонять нравственные понятия (дружбу, товарищество) под текущие нужды производства. Не следует вывешивать сообщения о нарушениях на всеобщее обозрение, так как это не совсем этично, не следует применять коллективные санкции за нарушения отдельных работников. При систематическом использовании подобных методов разрушаются неформальные отношения, чрезмерно усиливается взаимоконтроль и нагнетается психологическая напряженность. При подобном подходе вряд ли коллектив станет добровольно заниматься воспитанием людей.

Работа коллектива в большой степени зависит от настроений, сопровождающих выполнение его функций, т. е. от духовного микроклимата коллектива. Психологический климат в коллективе обусловлен отношениями между людьми. Говоря об отношениях, нужно иметь в виду различие в них между добром и злом.

Основой *добра* является справедливость. Высокая требовательность, если она справедлива, не нарушает хорошего психологического климата. Работа идет нормально в случае ясности смысла поставленной задачи и несомненной полезности выполняемой работы. Если же в этом имеются сомнения, то работника необходимо убедить. Только при сознательной дисциплине можно добиться высоких результатов. Требовательность, ориентированная на бездумную исполнительность, похожа на муштру и рождает бездушие, а как следствие пассивность. Высокая, но справедливая требовательность подразумевает уважительное отношение, так как выполнять серьезные задачи может лишь достойный работник. На этой основе устанавливаются уважительные, *добрые* отношения между работниками, высшей формой которых является *великодушие,* проявляющееся к членам коллектива в исключительных ситуациях.

Зло является элементом отношений, разлагающим коллектив, основой которого является несправедливость, сопровождающаяся необоснованными, нереальными требованиями к одним членам коллектива и нетребовательностью («добреньким» отношением) к другим. Высшей формой зла в отношениях является *бездушие.* Весь упомянутый выше комплекс, формирующий зло, опасен для воспитания.

Отношение к труду. Психологический климат в коллективе существенно зависит от отношения к труду большинства его членов. В этом смысле работники могут быть отнесены к трем группам.

К первой группе относятся люди, для которых работа является главным, в нее вкладываются все помыслы и способности. Такие люди свою деятельность оценивают с точки зрения выполнения трудового долга, общественной пользы, интересов коллектива.

Вторая группа включает людей, рассматривающих труд как средство для материальной независимости, признания и уважения окружающих.

Третья группа — это люди, интересы которых связаны не с работой, а с другими ценностями: разнообразными увлечениями (хобби), воспитанием детей, спортом. Этим людям не повезло — они не нашли себя в труде.

Обычно преобладают в коллективе две первые группы работников. Однако необходимо учитывать, что отношение к труду не может длительно оставаться независимым от его характера и оценки. Так, иногда, в реальной производственной практике сознание, что мы работаем на себя, может оказаться утраченным. Подобная ненормальная ситуация возникает в следующих двух случаях.

1. Когда работа выполняется ради достижения не реальных социально значимых, а нерациональных или формальных целей (при-

крытия бесхозяйственности, выпуска бракованной, устаревшей или ненужной продукции, для формального отчета).

2. Когда работа социально значима, но: а) отсутствует общественное признание хорошего труда, из-за того, что он оплачивается так же как труд, производимый с меньшим старанием и худшими результатами; б) подавляется трудовая активность: не прислушиваются к разумным предложениям; требуют исполнять, не размышляя.

Организация работы должна исключать подобные ненормальные ситуации, ухудшающие психологический климат в коллективе.

Психологический климат в коллективе зависит от соотношения интереса, проявляемого к людям и производству. Условно соотношение этих интересов можно разделить на четыре области (рис. 11.8).

В первом случае (*I*), которому соответствует низкий интерес как к производству, так и к людям, социально-психологический климат отрицательный. При этом складывается ситуация, когда больше загружают того работника, который работает лучше. В результате хорошие работники имеют больше официальных взысканий. Здесь проявляется безразличие к качеству труда и лучшие работники воспринимаются как донкихоты.

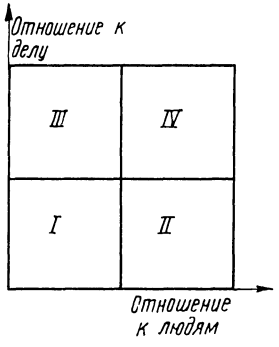


Рис. 11.8. Области, соответствующие психологическому климату в коллективе, в зависимости от интереса к людям и к результатам производства

Во втором случае (*II*) подразумевается интерес к людям при отсутствии интереса к производству. При этом естественно, что интерес к людям проявляется выборочно. Низкий интерес к производству указывает на то, что мотивы отношений определяются не им, а выдвижения производятся не по способностям, что вызывает часто некомпетентность руководства. В итоге гуманность проявляется по отношению к немногим людям, откуда следует негуманное отношение к большинству.

Третьему случаю (*III*) соответствует высокий интерес к производству и низкий к людям. Человек рассматривается как орудие производства. Человеческий фактор находится на втором плане. Жесткость отношений предопределяет жесткую дисциплину, однако морально-психологический климат нездоровый, так как упускаются личные интересы. Человек не хочет фигурировать лишь в качестве орудия производства.

В четвертом случае (*IV*), когда проявляется высокий интерес как к производству, так и к людям, устанавливается хороший морально-психологический климат. Здесь уделяется большое внимание стимулированию личности, на должности люди выдвигаются

по способностям. В коллективе — сознательная дисциплина. Уделяется большое внимание качеству работы.

Мотивированность действий персонала обусловлена также направленностью интересов. Различают следующие направленности личности:

1. Личностная направленность (на самого себя), при которой работник в основном эгоцентричен и работает наилучшим образом в случае, когда велика ожидаемая им личная польза. Зависимость подобного лица от коллектива, с которым ему приходится работать, низка, так как пребывание в нем и выполнение конкретного задания воспринимается как нечто второстепенное, не приносящее особой личной пользы. Подобный работник всегда старается подчеркивать свою личную роль в решении поставленной задачи. Чтобы избежать проявления отрицательных карьеристских тенденций в этом случае необходим повышенный контроль со стороны коллектива.

2. Коллективистская направленность (на коллектив, с которым приходится работать, смену), при которой работник выполняет свои задачи наилучшим образом в случае получения от этого пользы коллективом и ставит цели коллектива выше личных. Подобная ориентация в работе коллектива весьма положительна. Однако ей свойствен известный консерватизм и конформизм (ориентация на групповые нормы, привычки, ценности, тенденции к соглашательству, попадание под влияние).

3. Деловая направленность (на выполняемое задание) означает, что работник в первую очередь нацелен на осуществление задания и лишь затем — на выполнение коллективистских целей. Люди деловой направленности обычно сосредоточены, поэтому могут показаться необщительными. На самом деле они охотно поддерживают контакты с понимающими их людьми. Высокий интерес к работе следует считать весьма ценным качеством.

Желание занимать положение и получать в соответствии с истинным вкладом в дело нельзя воспринимать как проявление карьеризма.

Виды конфликтов. Особенности характеров проявляются во взаимодействии работников, характеризующем, в частности, их спаянность, которую можно толковать как близость позиций, ценностей и целей. К сожалению, в формальном коллективе не всегда все гладко и различия во взглядах на работу иногда приводят к конфликтам. Конфликты бывают двух типов: рациональные (конструктивные) и эмоциональные (деструктивные).

Рациональный конфликт позволяет с наименьшими затратами сил и нервной энергии устранить вызвавшую его причину. Несмотря на различные мнения, между людьми сохраняются уважительные отношения друг к другу.

В эмоциональном конфликте уважительные отношения между работниками не сохраняются. Он подчинен импульсивным

побуждениям. В этом конфликте руководствуются не целями, стоящими перед коллективом, а сиюминутными требованиями, неосознанными побуждениями. Конфликт имеет тенденцию к углублению, изматыванию противников и постепенно становится самоцелью, что приводит к нелестным представлениям друг о друге, переходу на личные отношения и серьезным ухудшениям духовного микроклимата коллектива.

Коллектив функционирует нормально при условии, что организация работы и ее технология подготавливаются специалистами. Роль специалиста зависит от его компетентности (квалификации), определяющейся умением использовать полученные в учебном заведении знания для дальнейшего самообразования. Сам диплом о получении образования не является показателем компетентности. Компетентный специалист может играть решающую роль в совершенствовании организации труда и технологии, достижении интенсивного производства. Однако его роль зависит также от личных свойств и отношения к работе.

Классификация работников. Вопрос об определении роли специалистов в зависимости от их личных качеств интересует социологов и психологов уже давно. Для этого неоднократно проводились исследования, в соответствии с результатом одного из которых была получена классификация специалистов, являющаяся, как нам кажется, любопытной. В соответствии с ней специалисты, заслужившие как положительную, так и отрицательную оценки, делились на три группы.

Специалисты с отрицательной оценкой

Специалист по *недоразумению* — получил образование по специальности, не интересующей его. Испытывает отвращение к работе. Рабочее время «отбывает», не получая радости и не принося пользы, на которую коллектив вправе рассчитывать.

Самоуверенный специалист — уверен, что все знает и не нуждается в информации об истинном положении дел. Уверен, что является ценным работником, но знает об этом только он сам.

Непритязательный специалист — ценит хорошую работу и понимает, что такая работа может быть интересной, но считает, что это не для него. Он непритязателен к оценке своей роли.

Специалисты с положительной оценкой

Исполнительный специалист, хорошо выполняющий порученную операцию в рамках общего задания коллектива. Нуждается в регламентации работы.

Ответственный — специалист, способный нести ответственность за выполнение порученного задания. Для этого проявляет инициативу и предприимчивость. Способен руководить программой работ, имея в виду своевременное достижение конечного результата.

Самостоятельный — специалист, хорошо знающий дело, умеющий и считающий своим долгом самостоятельно разрабатывать оптимальную стратегию работы для достижения поставленной перед коллективом задачи. Предпочитает получать задание в виде конечной цели, а не путей ее достижения. Отрицательно реагирует на мелочную регламентацию, препятствующую выбору оптимальной стратегии.

Самостоятельность заключается в способности к самоутверждению, развитому самоконтролю, умению целесообразно управлять собственным поведением и эмоциональными реакциями. Люди этого типа умеют сохранять собственное мнение вопреки внешнему давлению, имеют мужество брать на себя ответственность за важнейшие события и не винить других людей и объективные обстоятельства.

В то же время, черты самостоятельности связаны с социальными условиями, влияющими на выбор стратегии поведения. Полную «независимость» от окружающего, при которой не учитывается ситуация, так же как и полное подчинение обстоятельствам (конформность), следует отнести к аномалиям.

Ответственность и самостоятельность — ценные качества, воспитывающиеся и умножающиеся при определенной организации труда. Для этого труд должен иметь характер относительно автономной, свободной от мелочного внешнего контроля деятельности. В этом случае возникают предпосылки для осознания внутреннего смысла и социальной ценности труда.

Самостоятельный тип формируется как личность лишь в условиях выхода в своей деятельности за пределы, признанные необходимыми и проявления «надролевой» активности. Самостоятельность характеризуется умением жертвовать сиюминутной, близкой выгодой ради достижения более важных долгосрочных целей. Самоконтроль должен быть гибким для того, чтобы не побуждать к следованию проторенными путями, которые легче программируются.

Самостоятельный и сложный труд сопровождается бóльшими психологической гибкостью, интеллектуальностью досуга, что укрепляется и продолжается через воспитание в детях, выросших в обстановке высокой оценки самостоятельности.

В то же время самостоятельность является приобретаемым качеством. Часто хорошие задатки, проявляемые в детстве, не находят в дальнейшем применения, не реализуются. В то же время, работники, оказавшись в условиях, требующих решительных действий, резко повышают свою самостоятельность, которая может получить дальнейшее развитие.

Опыт полноценной деятельности, приобретенный в одной области, побуждает к его применению в других областях: на досу-

ге, в интересе к искусству и общественно-политической деятельности.

Жесткий внешний контроль порождает ощущение бессилия и ориентацию на внешние авторитеты, снижает интерес к труду, отрицательно влияет на мировоззрение. Подобная позиция формируется и укрепляется через воспитание. Рутинный труд и нетворческое обучение формируют людей, ориентированных на нетворческий, «репродуктивный» стиль жизни.

Возрастная структура коллектива. В процессе формирования коллектива большое значение имеет возрастной состав работников. Каждому возрасту соответствуют определенные характерные особенности, которые необходимо учитывать для создания гармоничного и работоспособного коллектива.

Условно людей можно подразделить на возрастные группы с десятилетними интервалами.

Для *двадцатилетних* главным является поиск дела по душе, овладение профессией, а также возможность зарекомендовать себя «обещающим».

Тридцатилетние стремятся засвидетельствовать успешную деятельность, доказать себе и другим, на что способны. «Обещающий» стремится стать перспективным. В этот период налаживается домашний уклад и семейный быт, которые становятся важной частью их внутреннего мира.

Сорокалетние стремятся максимально продвинуться в своей деятельности, получить соответствующий им социальный статус, помочь детям выбрать жизненный путь.

Для *пятидесятилетних* важно закрепиться на достигнутых позициях, утвердить свой авторитет, стать воспитателями молодежи или руководителями.

Шестидесятилетние хотят, сохранив чувство человеческого достоинства и душевный мир, подготовиться к образу жизни, соответствующему состоянию здоровья и возрасту.

Гармоничный коллектив сочетает в себе опыт старших и энергию молодых. Забота о совпадении социально значимых интересов с интересами коллектива создает условия, когда бескомпромиссность молодежи не приходит в противоречие с адаптивностью старших.

Из сказанного следует, что различным возрастам свойственно разное отношение к моральным и материальным стимулам. Пока не создана своя семья, большое значение имеет свободное время, общение. Этот период в среднем заканчивается в 24—25 лет. После этого интерес к работе существенно повышается. Для мужчин устанавливается определенное представление о положении и заработке, считающихся «приличными». Поэтому рост зарплаты в этот период для мужчин является мощным стимулом.

У сорокалетних мужчин, обеспечивших семью и вырастивших детей, интерес к заработку несколько снижается, хотя в этом возрасте они проявляют большой интерес к производственным делам. Однако, думая о сохранении здоровья, мужчины придают большое значение условиям труда.

Несколько иначе формируются интересы у женщин. Исследования свидетельствуют, что женщина, будучи матерью и хранительницей домашнего очага, меньше интересуется производственной карьерой и зарплатой. Зато после сорока лет, когда уже выросли дети и налажен быт, женщины стремятся получать более высокую зарплату.

Уверенность в том, что без работы не останешься, дает ощущение стабильности. Однако желание стабильности в настоящее время перенесено на размеры зарплаты. Проведенные исследования показали, что стабильности зарплаты большинство отдает предпочтение возможности иногда существенного ее увеличения. Все это должно учитываться при решении вопросов стимулирования. По-видимому, стабильное стимулирование квалификации, подтверждаемой результатами труда, заслуживает и в дальнейшем серьезного внимания.

11.7. ТРУД РУКОВОДИТЕЛЯ

Существует техническое и административное руководство делом. Административное руководство требует специальных способностей. Талантливый ученый, инженер, экономист, юрист нередко терпит неудачу на посту администратора. Отсутствие административного таланта свидетельствует о некомпетентности руководителя.

Руководитель как личность существенно влияет на эффективность работы подразделения, так как от его качеств зависит психологический климат в коллективе, обусловливающий рабочее самочувствие сотрудников.

Основные качества, необходимые руководителю.

1. Идейные и морально-этические качества, под которыми подразумеваются зрелость, убежденность, стремление к расширению кругозора, справедливость, умение держать слово. О наличии этих качеств свидетельствует соблюдение следующей иерархии интересов:

— интересов общества при любых условиях;

— интересов коллектива при соблюдении интересов всего общества;

— собственных интересов, если они не противоречат интересам общества и коллектива.

2. Профессиональная компетентность. При низкой профессиональной компетентности человек стремится к работе по указанию свыше. Однако известно, что наиболее успешно выполняются работы, проводящиеся по собственной инициативе коллектива, так как часто в указаниях сверху не учитываются конкрет-

ные условия. Низкая профессиональная компетентность руководителя лишает его возможности мобилизовать коллектив на работу, не давая ему инициативы.

Инициатива всегда связана с риском, под которым подразумевается принятие решения, обусловленного некоторой опасностью, но и большим выигрышем в случае успеха. Человек, склонный идти на некоторый риск, обычно принимает оригинальные решения, приносящие профессиональный успех. Люди с низкой профессиональной компетентностью неизбежно проявляют большую осторожность и нерешительность, при этом уровень риска обычно преувеличивается, что сковывает инициативу. Высокая компетентность позволяет с большой точностью оценить размер риска. В ряде случаев оказывается, что практически новые решения в области производства связаны с незначительным риском и компетентный руководитель охотно на него идет, в то время как некомпетентный на это не решится. Таким образом, компетентность руководителя является необходимым качеством для интенсивной работы коллектива.

Профессиональная компетентность связана с такими качествами, как знания, умения, навыки работы, решительность, владение техникой и технологией, а также знаниями социальной психологии и психологии труда, стремление к расширению профессионального кругозора.

3. Организаторские способности, под которыми подразумевается выбор удобной для работы организационной структуры, обусловливающей иерархию подчиненности персонала (начальники цехов, служб, руководители групп и т. д.). Каждое из этих подразделений выполняет свои функции и «знает свой маневр». Вся структура образует слаженно работающую систему, требующую наблюдения за тем, чтобы не нарушилось нормальное функционирование. На эту структуру следует опираться в дальнейшей работе. Руководитель должен знать личные качества подчиненных и по возможности заботиться о том, чтобы работа соответствовала их способностям и интересам. Организаторские способности подразумевают умение мобилизовать людей на дело, и правильно стимулировать их высокую активность, требовательность к себе и другим.

4. Воспитательные способности заключаются в: умении убеждать, в том числе и своим примером, передавать свои знания и опыт, признавать свои ошибки (самокритичность); наличии реальной (адекватной) самооценки и, наконец, способности критиковать других в не оскорбительной для них форме.

5. Коммуникабельность подразумевает уравновешенную общительность с эмоционально положительным фононом, доброжелательность, приветливость и умение при необходимости быть доверительным.

Этими качествами люди обладают в разной степени. В зависимости от того, какие из них преобладают, руководители относятся к одному из следующих типов или их комбинации:

а) специалист; б) организатор; в) наставник; г) специалист-организатор; д) специалист-наставник; е) организатор-наставник; ж) гармоничный руководитель.

Автократический стиль руководства. При этом стиле руководитель жестко управляет всеми сферами работы, в том числе и строго регламентированным организационным порядком. Большинство распоряжений отдаются для исполнения указаний вышестоящих организаций, как правило, не конкретизованных и опирающихся лишь на сроки выполнения. Большинство этих указаний являются стандартными. Часть из них нарушает или дублирует нормальный организационный порядок. Распоряжений, направленных на поддержку инициативы, очень мало (около 4%). При этом стиле применяется «понукание» исполнителей, назидания и наставления по мелочам. Подчиненные, знающие свои функции, должны иметь возможность собственного планирования рабочего дня. Вместо этого они высиживают на месте в ожидании возможного задания руководителя, что лишает их оптимального маневра. Несмотря на жесткость управления, работа идет неэффективно, что характерно при выполнении «давящих» заданий.

Привычка руководителя регулярно вмешиваться в строго регламентированную организационным порядком деятельность приводит к восприятию ее как «недействительной организации». А раз организационный порядок перестает функционировать, то возрастает потребность в дальнейших вмешательствах и новые его части переводятся в ранг недействительных. Руководство превращается в аварийное, при котором иерархическая система смещается вниз на одну или даже несколько ступеней, так как стиль управления обычно транслируется сверху вниз.

Практика вмешательства во все мелочи возникает из-за зачастую неосознанного стремления уйти от выполнения своих прямых, гораздо более трудных задач, желания создать видимость своей полезности и необходимости хотя бы в этом стиле работы.

Отказ от аварийного стиля руководства сводится к восстановлению организационного порядка, обеспечивающего известный автоматизм. Руководитель при этом освобождается от текучки и у него появляется время для решения стратегических проблем развития производства и производственной организации.

В соответствии с преобладанием определенного типа руководителя устанавливается стиль работы подразделения. Так, например, высокая производственная эффективность устанавливается при руководителях, соответствующих типам гармоничного руководителя и специалиста-организатора. Хороший социально-психологический климат существует в коллективах с руководителями типов: гармоничного руководителя, организатора и организатора-наставника.

Народное хозяйство нуждается в наиболее интенсивном производстве, для чего необходимо быстрое внедрение инициативных предложений. Однако, идеи, направленные на интенсификацию про-

изводства, должны быть достаточно обоснованными для уменьшения риска при их внедрении.

Любое предложение в области техники, технологии, а особенно экономики, после внедрения воздействует на систему многопланово. Иногда мероприятие, направленное на устранение очевидного дефекта, вызывает многочисленные побочные действия, из-за которых может оказаться несостоятельным. Поэтому до внедрения предложений, направленных на улучшение дела, необходимо тщательно их проанализировать, чтобы избежать возможных последствий, т. е. нужно применить системный подход. Это сводится к мысленному эксперименту, за которым может последовать и натурный эксперимент.

Общественный и индивидуальный опыт. Творческая инициатива связана с применением опыта. Существует общественный и индивидуальный опыт.

Общественный опыт приобретается на основе больших ресурсов рабочей силы и материальных средств. В качестве познающего субъекта выступает коллектив. Общественный опыт неизбежно содержит черты консерватизма, в нем имеется гарантия против волюнтаристских, недостаточно обоснованных и проверенных, авантюрных предложений, поспешное принятие которых может нанести ущерб делу. В то же время производство содержит большие резервы роста эффективности, которые можно использовать, лишь изменяя существующее положение.

Научно-технический прогресс, переход на новые материало- трудо- и энергосберегающие технологии, базируются на новых идеях, авторами которых являются талантливые специалисты. Создать атмосферу, в которой проявляются и выдвигаются талантливые специалисты, является важной задачей администраторов, так как они являются в неменьшей степени достоянием общества, чем полезные ископаемые и другие природные ресурсы. Но в использовании этих достояний имеется существенное различие. Если неразработанное месторождение сохраняется для будущего, то талант, особенно в период становления, нуждается в благоприятной обстановке. Упущен момент — и талант потерян безвозвратно. Еще Гельвеций сказал, что «...таланты питаются уважением и похвалами. Лишенные этой поддержки, они чахнут и гибнут, активность и энергия души гаснут. Это пламя, которому нечего пожирать».

Новые знания, опережают общественную практику, однако необходимо заботиться о том, чтобы ее отставание не было чрезмерным, так как при этом в технологии может наступить застой. Поэтому предприятия должны иметь группы, занимающиеся совершенствованием производства. Необходимость в них настолько велика, что они часто возникают стихийно, и если их работе не препятствуют, то иногда не нуждаются в формальном статусе.

К сожалению, недостаточно компетентные руководители, не способные к контролю и оценке результатов работы подобных групп,

иногда пытаются препятствовать их возникновению. Они мотивируют это тем, что проблемы технологии должны решаться лишь отраслевыми научными и проектными учреждениями, а на предприятиях достаточно иметь специалистов для их поддержания. Подобная позиция ошибочна, так как отраслевые научные учреждения не в состоянии решить все проблемы технологии, актуальные в конкретных условиях. К тому же, как свидетельствует опыт, эти проблемы нужно решать там, где имеются наиболее способные люди и подходящие условия. В результате подобного искусственного сдерживания тормозится научно-технический прогресс, производство лишается наиболее способных специалистов, а руководство приобретает тенденцию к застойному или смещается к аварийному.

Высокую квалификацию работника необходимо стимулировать. Помимо справедливой оплаты за количество и качество труда нужно использовать такой фактор, как социальный статус специалиста. Для того чтобы поддерживать интерес к делу, нужно при подтверждении социального статуса повышать его один раз в 5—7 лет.

Повышение социального статуса можно проводить, оставляя специалиста в той сфере деятельности, в которой он себя хорошо зарекомендовал. В этом случае ему предоставляется возможность привлечения в плодотворную сферу помощников и повышения ее эффективности. Такой способ повышения называется выдвижением по горизонтали. Другим способом повышения социального статуса является выдвижение работника на должность, при которой сфера деятельности изменяется, называемый выдвижением по вертикали. В этом случае необходимо позаботиться о том, чтобы специалист в процессе должностного роста не достиг «уровня своей некомпетентности».

Индивидуальный опыт — это опыт, на основе которого возникают новые идеи, обычно получаемый узким кругом специалистов, исходя из сравнительно ограниченного материала. Индивидуальный опыт оригинальнее общественного, он позволяет быстрее внедрять новое и в этом смысле является источником обогащения и совершенствования общественного опыта. Если индивидуальный опыт связан с авторством, то общественный имеет тенденцию к анонимности. Здесь нередко возникает коллизия, заключающаяся в том, что пока идея нова и противоречит общепризнанному опыту, она не признается и, к огорчению авторов, внедряется с большим трудом. Когда же она наконец признана, то становится общественным опытом, следовательно, рассматривается как анонимная (не имеющая автора).

Если новое внедряется в случае общепризнанной необходимости, то это, как правило, уже слишком поздно. Новое должно внедряться тогда, когда оно еще не стало общепризнанным, но уже является достоянием определенного, хотя и узкого круга квалифицированных профессионалов.

Авторитет руководителя. Он устанавливается в зависимости от

его деловых и моральных качеств. Большое значение во взаимоотношениях руководителя и коллектива имеет начальный период совместной работы, так как первое впечатление является наиболее ярким. В психологическом смысле здесь действует «эффект упреждения» или «эффект новизны», часто сохраняющийся довольно долго. Первое плохое впечатление может осложнить работу. Поэтому об авторитете нужно заботиться сразу и по возможности управлять его формированием.

Эффективным приемом установления исходного авторитета является поддержка «авторитетом сверху». Вышестоящий руководитель, например, представляет вновь назначенного и указывает на его качества, проявленные на прежней работе.

Главные качества, которые ценятся в коллективе, зависят от его состава. В мужском коллективе — это деловитость и оперативность. В женском — моральные качества (справедливость, внимание, доброта, забота об условиях труда). Поэтому при представлении будущего руководителя мужскому коллективу подчеркиваются проявленные в прошлом деловые качества, подкрепленные моральными, а женскому — моральные качества, подкрепленные деловыми.

Затем сам руководитель подтверждает впечатление о себе стилем своей работы. В мужском коллективе авторитет устанавливается за месяц-полтора, а в женском — за три месяца.

11.8. ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБУЧЕНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ ПЕРСОНАЛА

Для овладения методами безаварийной и экономичной работы, вторыми профессиями, передовыми высокопроизводительными методами труда, повышения уровня профессиональных знаний весь персонал в обязательном порядке проходит систематическое производственное обучение [18].

Для всего дежурного и оперативно-ремонтного персонала существуют следующие обязательные формы обучения:

— курсовое обучение;

— периодический инструктаж;

— противоаварийные и противопожарные тренировки.

Все способы обучения направлены на увеличение объема знаний, приобретаемых на основе личного и общественного опыта, обобщенного в виде изучаемых сведений, необходимых для повышения профессиональной подготовки.

Обучение настолько эффективно, насколько прочно усваиваются знания. Организация и методика учебы должны учитывать особенности закрепления знаний персоналом, которое возможно в результате сознательного усвоения или механического повторения.

Прочно хранится в памяти лишь сознательно усвоенный материал. Подготовить персонал с прочными знаниями за более короткий срок — актуальная задача и для ее достижения необходимо знание правил эффективного использования человеческой памяти и правил обучения.

Существуют четыре уровня профессиональных знаний:

— узнавание материала;

— умение его воспроизвести;

— способность практического его использования в известных ситуациях;

— умение на основе известного материала решать новые задачи и формулировать новые знания.

Первый уровень знаний заключается в способности человека различать, распознавать изучаемые объекты среди аналогичных им. Знания на этом уровне ограничены только отдельными общими чертами объекта. Исходные данные для принятия решения должны быть представлены в форме внешних признаков, необходимых для вызова отработанных навыков-реакций.

Второй уровень знаний подразумевает способность к воспроизведению информации об изучаемом объекте, позволяющую осуществлять описания действий с объектом; анализировать их, а также возможные исходы. Мышление в этом случае выступает как пассивная репродукция знаний-копий.

Третий уровень знаний характеризуется умением применять усвоенные знания на практике. В этом случае возможна актуализация в памяти моторных программ для воздействия на изучаемый или управляемый объект, а действия осуществляются на уровне умения или навыка.

Четвертый уровень знаний заключается в умении использовать их для решения задач различных классов, требующих аналогичного подхода. В этом случае наблюдается умение творчески мыслить, что обеспечивает ориентировку в новых ситуациях и разработку отличных от ранее усвоенных программ принятия решений и действий.

Процесс обучения имеет много общего с процессами управления.

Первым элементом процесса обучения является новая *порция информации.* Так как в связи со свойствами памяти материал, содержащий небольшое количество новых сведений, на фоне уже известных истин усваивается лучше, порции новой информации целесообразно строить с учетом этого требования.

Вторым элементом обучения является *оперирование* полученными сведениями. С его помощью осуществляется применение информации для решения определенных задач в целях выявления основных свойств изучаемого предмета и приобретения необходимых навыков их использования. Для этого используются решения задач, выполнение учебных заданий по оперированию материальными объектами или их моделями.

Третий элемент — это *внутренняя обратная связь,* многократно осуществляемая самими учащимися. В этом смысле внут-

ренняя обратная связь неразрывно связана с этапом оперирования, так как она должна дать представление об успешности усвоения новых сведений. Полноценно использовать внутреннюю обратную связь умеют далеко не все учащиеся. Поэтому создание эффективных методов самоконтроля является важнейшей задачей в обучении.

Четвертым элементом структурной схемы является *внешняя обратная связь*, осуществляемая преподавателем, организующим периодический контроль усвоения знаний. Непрерывное действие внешней обратной связи осуществить непросто. Оно производится со сравнительно большой периодичностью. В промежутках между осуществлением внешнего контроля оптимальное усвоение материала отдельными учащимися возможно окажется нарушенным и, следовательно, будет потеряно определенное учебное время. Подобный случай изображен на рис. 11.9, где линия *АБ* изображает наилучшую «траекторию» приобретения знаний. В точке *а* процесс обучения отклонился от наилучшего. При отсутствии непрерывного контроля за ходом обучения и управления им отклонение обнаружено лишь в точке *б* и процесс возвращен в исходную точку *а* для дальнейшего следования в правильном направлении. Время на неверный путь *аб* было затрачено напрасно. В точках *в* и *д* отклонение от наилучшего хода обучения было не столь большим, так как в этих точках контроль был более жестким и управление процессом вступило в действие рано. Обучение с обратной связью обеспечивает непрерывное слежение за процессом, а также управление им.

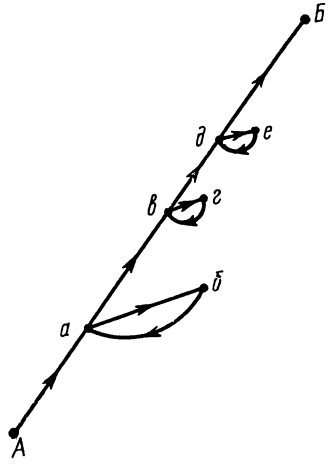


Рис. 11.9. Траектория обучения:
А—Б — оптимальная; *а—б, в—г, д—е* — ошибочные

Трудность повышения эффективности учебного процесса заключается в неодинаковой эффективности использования внутренней обратной связи у лиц, имеющих разные предварительную подготовку и способности. Методы обучения должны содержать возможности более тщательной проработки процессов оперирования учебным материалом для лиц с более слабой подготовкой с обязательным включением внутренней обратной связи (самопроверки). В то же время необходимо предусмотреть возможности меньших затрат времени на этот этап для лиц с лучшей предварительной подготовкой во избежание снижения интереса к изучаемому предмету.

Для повышения интенсивности и результативности учебного процесса его целесообразно запрограммировать так, чтобы внешняя обратная связь помимо инициативы со стороны преподавателя (сверху) включалась и по инициативе учащихся (снизу) во всех случаях, когда по внутренней обратной связи устанавливается неудовлетворительное усвоение материала.

11.9. ПЕРСОНАЛ И БЕЗОПАСНОСТЬ

Под безопасностью следует понимать личную безопасность персонала и безопасность оборудования.

Работа на электротехнических установках связана с опасностью, внешне почти не проявляющейся. Например, непосредственно не видно, что токоведущая часть установки может находиться под напряжением; об этом нужно знать. Абстрактный характер опасности требует высокой сосредоточенности, тщательной проверки и перепроверки.

Безопасность обеспечивается соблюдением правил, обязательных для всего персонала, а также инструкций по эксплуатации различного оборудования. Изучение правил и инструкций предшествует допуску к самостоятельной работе. Их знание подтверждается сдачей экзаменов по правилам безопасности и технической эксплуатации.

Степень допустимой самостоятельности работы характеризуется приобретенным опытом и уровнем знаний. Это находит свое выражение в присвоении работнику уровня квалификации. Каждый работник в процессе приобретения опыта обязан пройти все ступени квалификации, каждая из которых присваивается на определенное время. Через установленные промежутки времени уровень квалификации подтверждается сдачей очередных экзаменов.

Уровни квалификации, необходимые для проведения работ определенной сложности, регламентированы. Так, например, имеются работы, для выполнения которых необходимы двое работников, обладающих квалификацией не ниже II и IV уровней. Причем руководителем и ответственным за соблюдение безопасности в группе является лицо высшей квалификации, в то время как лицо низшей квалификации является подчиненным.

Средства, обеспечивающие безопасность. Средства, используемые для гарантии безопасности, подразделяются на организационные и технические.

Организационные средства предусматривают использование средств документального оформления работ, обеспечивающих прохождение информации о работах как на вышестоящие уровни, так и на уровни их исполнения. Информация о работах, поступающая на вышестоящие уровни, гарантирует подготовку рабочего места к проведению работ и поддержание его в безопасном состоянии. Информация, направленная персоналу, проводящему работы, необходима для назначения руководителей и исполнителей работ.

Она регламентирует очередность работ и их согласование на различных уровнях. Этими мерами предусматриваются ограждение места проведения работ и вывешивание необходимых указателей.

Технические средства безопасности предохраняют от последствий особо опасных ошибочных действий и служат для защиты персонала в случаях, если они совершены. К ним относятся блокировки электрических цепей, используемые в процессе переключения, и такие средства безопасности, как индикаторы проверки отсутствия напряжения на токоведущих частях оборудования, позволяющие убедиться в правильности переключения; изолирующие средства (коврики, перчатки), защищающие от поражения в случае прикосновения к токоведущим частям, от которых напряжение оказалось не отключенным.

Степень защищенности определяется в значительной мере личным отношением к правилам безопасности. Последнее зависит в основном от уровня культуры работника, определяя стереотипы его поведения.

Несчастные случаи и аварийные ситуации с оборудованием редки. Отношение к соблюдению правил должно быть аналогичным ситуации, когда люди считают неприличным переходить улицу на красный свет светофора даже при отсутствии проезжающего транспорта. Для создания подобного отношения к соблюдению правил безопасности необходимо формировать общественное мнение.

Все используемые меры создают надежный заслон опасным ситуациям, которые, казалось бы, вообще не могут иметь место. Тем не менее, несчастные случаи и аварии по вине персонала случаются. Их тяжесть такова, что глубокое исследование не только внешних, но и внутренних неявных причин заслуживает самого серьезного внимания. Вскрытие и доведение до всеобщего сведения этих причин является основой для принятия эффективных (в том числе, и радикальных) мер защиты персонала и оборудования.

Развитие трудовой деятельности и риск. Из § 11.3 следовало, что для привлекательности труда он должен приносить радость от успехов, огорчения — от ошибок и неудач. Несмотря на то, что в этом случае труд достаточно сложен, в целом он оказывается эмоционально привлекательным и интересным. Можно сказать, что в этой ситуации информированность субъекта оказывается ниже, чем того требует степень неопределенности возникающих перед ним задач. В подобных случаях складывающиеся ситуации вызывают эмоции, которые включают механизмы саморегуляции, способствующие преодолению трудностей *.

По мере накопления опыта возникают навыки-автоматизмы, при которых действия начинают выполняться наиболее экономным путем без особого контроля сознания. При овладении работой информированность превышает сложность возникающих задач. Деятельность становится привычной, обыденной. Уровень деятельности, на начальном этапе воспринимавшийся как успех, теперь уже не вызывает прежних волнений и радостей, т. е. положительных эмоций. Эмоциональная привлекательность деятельности начинает уменьшаться, что в итоге может вызвать утрату интереса к труду.

Однако стремление человека к дальнейшему развитию препятствует созданию подобной ситуации. В этих условиях человек становится чувствительным к восприятию такой информации, которая на первом этапе обучения профессии казалась второстепенной. Восприятие и анализ этой информации могут позволить выполнение работы на более высоком профессиональном уровне, например включение в работу элементов ее оптимизации. При появлении новых мотивов и внесении в труд элементов творческой деятельности субъективная ситуация поддерживает интерес к работе. Такое развитие трудовой деятельности благоприятно.

Однако развитие может пойти и по иному пути. В этом случае с целью сохранения интереса к работе в нее вносятся элементы игры: работник вводит в задачу усложнения для увеличения ее эмоциональной привлекательности. При этом, если не руководствоваться мотивами улучшения профессиональной деятельности, то этого эффекта можно достичь за счет внесения в задачу элементов *риска*. Это позволяет показать свои возможности и превосходство над другими. Хотя подобная цель в социальном смысле и является ложной, опасность может сделать задачу более неопределенной и повысить привлекательность ее решения.

В связи с тем, что человеку свойственна адаптация к опасностям, в дальнейшем придется в возрастающей степени увеличивать риск, который в конечном итоге может привести к несчастному случаю или аварии.

Сравнивая рассмотренные два пути развития трудовой деятельности, можно констатировать, что творческое развитие труда более сложно: здесь нужны волевые качества, интерес к делу и определенная культура, требующие напряжения.

Несчастные случаи и опыт. Анализ несчастных случаев свидетельствует о том, что их вероятность зависит от опыта работника. Наиболее вероятно совершение нарушения правил, при котором велик шанс несчастного случая в начальном периоде работы, так как работник еще неопытен. Однако на электротехнических установках малоопытный персонал к самостоятельному выполнению работ еще не допускается, что в значительной мере компенсирует малый опыт.

Период роста числа несчастных случаев соответствует профессиональному стажу около 5 лет (± 2 года) из-за того, что, почувствовав уверенность в себе, и не веря, что и с ним возможны неприятности подобного рода, человек теряет осмотрительность, проявляет браваду, за что приходится расплачиваться. Эту ситуацию можно определить как *вторичную беспечность*. Затем с увеличением профессионального стажа частота несчастных случаев непрерыв-

* *Котик М. А.* Психология и безопасность. — Таллинн: Валгус, 1981.

но снижается. Если учесть склонность молодых людей к немотивированному риску, то ясно, что борьба с ним требует серьезного внимания.

Безопасность и выгода. Тщательное соблюдение правил в ряде случаев требует дополнительного времени, что сдерживает производительность труда. Так, например, при работе на высоте ее выполнение без применения предохранительных поясов можно произвести быстрее, чем с их использованием. Однако в этом случае неизмеримо возрастает риск. Аналогично дублирующие проверки отсутствия напряжения увеличивают время отключения присоединения. Тенденция к сокращению сроков работ за счет несоблюдения правил безопасности требует определенных организационных мер. В частности, на подобных работах недопустима аккордная и сдельная оплата труда. Нарушение правил безопасной работы не должно быть источником выгоды. Целесообразно введение материального поощрения за стаж безаварийного труда.

Безопасность и память. Требования, предъявляемые к безопасности труда, необходимо не только понимать, но и хранить в памяти. Если число требований невелико (10—15), то запомнить их нетрудно. Если же их число равно нескольким десяткам, то запомнить их сложнее. Когда число требований достигает сотни и более, ограниченные возможности памяти могут явиться препятствием к их запоминанию и выполнению. По-видимому, слишком большой объем инструкций может вместо повышения защищенности персонала от опасностей привести к ее понижению. В этом смысле инструкции требуют серьезного анализа.

В ряде случаев обнаруживается, что положения инструкций можно отнести к следующим типам: общеинформационные положения; положения, нарушение которых не приводит к отрицательным последствиям; и положения, существенные для безопасности.

При большом объеме инструкций действительно важные для безопасности персонала положения в них растворяются и не воспринимаются. Это подрывает авторитет документа и приводит к тому, что наряду с нарушениями пунктов, не имеющих значения для безопасности, появляются нарушения существенных положений, что способствует морально-психологической адаптации к нарушению правил.

В связи с ростом числа инструкций назрела необходимость поиска путей специальной организации информации, содержащейся в них. Нужно искать формы, наиболее удобные для восприятия, запоминания и использования. В частности, целесообразно разделение инструкций на короткие фрагменты, классифицированные по определенным типам работ. Подобные фрагменты можно было бы оформить в виде карточек, выдаваемых персоналу одновременно с заданием на конкретную работу.

Негативистский подход. Анализ нарушений правил безопасности, приведших к тяжелым последствиям, показывает, что определенным типам работ соответствует ограниченное число типовых неправильных действий. Так, например, демонтаж проводов линий на деревянных опорах, проводимый без проверки загнивания древесины, часто сопровождается падением опор вместе с работником, так как подгнившая опора не столько держит провода, сколько сама держится на них.

Подобные ситуации указывают на полезность классификации наиболее вероятных нарушений правил для данного типа работ и разработки документальных напоминаний о том, чего *нельзя делать*. В правилах же обычно говорится о том, что *нужно делать*. Опыт показывает, что предлагаемый *«негативистский»* подход оказывается очень эффективным. В частности, имеется большой положительный опыт использования «негативистского» подхода в плакатах по правилам безопасности.

Безопасность и стереотип действий. Создание стереотипа внимательного отношения к безопасности труда является важным условием нормальной работы. В качестве средств устранения опасных ситуаций можно применять изменение отношения к эксплуатации элементов, обеспечивающих безопасность; создание технических средств выявления опасных ситуаций и средств автоматики, исключающих участие персонала в процессе их устранения. Например, если блокировка разъединителей из-за плохой эксплуатации неисправна и персонал обычно при правильных операциях с разъединителями вынужден деблокировать их, то и при неправильной операции он может поступить также, что вызовет аварию. Систематически плохое состояние блокировки разъединителей более опасно, чем ее полное отсутствие.

11.10. ПОДБОР ПЕРСОНАЛА

Управление работой энергетического оборудования требует от персонала определенных качеств, большинство из которых приобретается в процессе обучения. Однако учитывая необходимость не только успешного выполнения работы, но и удовлетворения человека, необходимо знать индивидуальные особенности работников. Как и везде, здесь приходится сталкиваться с элементами труда, как приносящими удовлетворение, так и вызывающими отрицательные эмоции.

Работа в энергетических установках связана с длительным сохранением повышенного внимания, преодолением ситуаций монотонности и стрессовых состояний.

С подобным характером работы легче справляются люди, обладающие темпераментом определенного типа. Следовательно, возникает проблема подбора работников по этому показателю. Однако о подборе в прямом смысле слова может идти речь при комплектации коллективов для редких специальностей, для которых соз-

даются условия повышенной престижности (рис. 11.10). Энергетическая специальность же является массовой. Подбор здесь может использоваться весьма ограниченно, и его можно трактовать скорее как отсеивание особо неподходящих для предполагаемой деятельности лиц.

Работа в области эксплуатации энергетических установок и ЭЭС связана с постоянным чувством повышенной ответственности и, следовательно, с психической напряженностью. Для выполнения этой работы помимо профессиональной подготовки, обеспечивающей оперирование мысленными моделями управляемых систем, необходимы качества психики, соответствующие требованиям подобной деятельности. К этим качествам относится умение концентрировать внимание; действовать с необходимой точностью; переключать внимание с одного события на другое, четко различая их по важности, и в соответствии с этим отдавать предпочтение при обслуживании. Определив модель события, необходимо действовать достаточно быстро. Нельзя слишком быстро утомляться. Кроме того, необходимы нормальная память и аккуратность (для оперирования рекомендациями обязательных правил и инструкций) и волевые качества (для управления подчиненным персоналом).

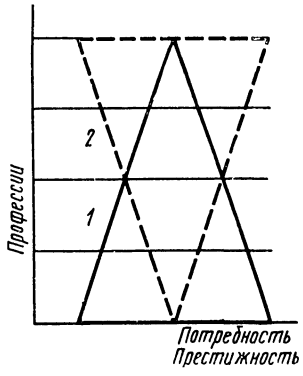


Рис. 11.10. График потребности *(1)* и престижности *(2)*

Известно, что между перечисленными выше качествами, а также между ними и другими чертами характера наблюдаются достаточно устойчивые взаимосвязи. Поэтому наличие сведений об одних свойствах дает возможность с определенной надежностью оценивать другие важные для работы качества, что можно использовать при выявлении людей, для которых данный вид деятельности может оказаться нежелательным. Так, например, способность к устойчивой мобилизации внимания характерна для нервной системы сильного типа. Способность к длительному сосредоточению внимания противоположна рассеянию внимания, свойственному людям с низким порогом возбудимости.

Решительные, быстрые действия легче даются людям, которым свойственна активность.

Утомляемость обусловлена взаимодействием свойств силы и возбудимости нервной системы. Повышенная возбудимость связана обычно с повышенной утомляемостью.

Оценка соответствия личности профессиональной деятельности инженеров может производиться по трем уровням.

Первый уровень предполагает оценку реальной деятельности на основе ретроспективных данных за последние пять лет.

Второй уровень предполагает оценку личности «со стороны». Для этого используют группу экспертов, которые могут дать оценку работника как члена коллектива с точки зрения представителей различных должностей. Здесь применяются следующие группы оценок: а) исполнительские качества; б) творческие способности; в) коммуникативные характеристики; г) продуктивность; д) авторитет в коллективе; е) симпатии со стороны членов коллектива. Большой вес придается творческому потенциалу. Подобное обследование называется «групповой оценкой личности».

Третий уровень предполагает дополнение характеристики на основе данных «изнутри». Для этой цели используются психологические тестовые методы. В настоящее время разработано очень много подобных тестов, предназначенных для выявления как различных качеств нервной системы и личности, так и различных способностей человека.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной книге рассмотрены проблемы, связанные с эксплуатацией электрических систем на всех иерархических уровнях управления энергетикой. Обращается внимание на то, что эксплуатация ЭС должна проводиться лишь на основе глубоких профессиональных знаний и высокой компетентности работников.

В книге излагаются методы совершенствования эксплуатации на основе применения автоматизированного управления, использующего ЭВМ различных типов; научной организации труда и специализированных устройств на базе микроэлектронной и микропроцессорной техники. Большое внимание уделено эксплуатации больших систем и сложного технического оборудования, а также приведению ее в соответствие с психологическими возможностями персонала, для чего необходимо задачи эксплуатации доводить до рациональной размерности, а темп работы персонала — до реального значения. Работа персонала должна быть удобно организованной и по возможности привлекательной.

В дальнейшем нужно продолжить исследование соответствия методов эксплуатации и психологических возможностей персонала, учитывая, что это соответствие является необходимым условием для обеспечения надежности сложного энергетического оборудования и повышения экономичности работы ЭЭС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Совалов С. А.* Режимы Единой энергосистемы. — М.: Энергоатомиздат, 1983.
2. Автоматизированные системы управления режимами энергосистем / Под ред. *В. А. Веникова.* — М.: Высшая школа, 1979.
3. Автоматизация управления энергообъединениями / Под ред. *С. А. Совалова.* — М.: Энергия, 1979.
4. *Качан А. Д.* Режимы работы и эксплуатации тепловых электрических станций. — Минск: Вышейшая школа, 1978.
5. ГОСТ 14209—85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения, допустимые нагрузки. — М.: ГК СССР по стандартам, 1985.
6. Основы теории электрических аппаратов / Под ред. *Г. В. Буткевича.* — М.: Высшая школа, 1970.
7. *Жежеленко И. В.* Показатели качества электроэнергии на промышленных предприятиях. — М.: Энергия, 1977.
8. *Жежеленко И. В.* Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. — М.: Энергия, 1974.
9. *Иванов В. С., Соколов В. И.* Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. — М.: Энергоатомиздат, 1987.
10. *Федосенко Р. Я.* Надежность электроснабжения и электрические нагрузки. — М.: Энергия, 1967.
11. *Китушин В. Г.* Надежность энергетических систем. — М.: Высшая школа, 1984.
12. *Лихачев Ф. А.* Выбор, установка и эксплуатация дугогасящих аппаратов. — М.: Госэнергоиздат, 1955.
13. Электрическая часть станций и подстанций / Под ред. *А. А. Васильева.* — М.: Энергия, 1980.
14. Электрическая часть электростанций / Под ред. *С. В. Усова.* — Л.: Энергия, 1977.
15. *Портной М. Г., Рабинович Р. С.* Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости. — М.: Энергия, 1978.
16. *Иофьев Б. И.* Автоматическое аварийное управление мощностью энергосистем. — М.: Энергия, 1974.
17. Руководящие указания по организации работы с персоналом на энергетических предприятиях и в организациях. — М.: Союзтехэнерго, 1982.
18. *Акоф Э., Эмери Ф.* О целеустремленных системах. Пер. с англ. / Под ред. И. И. Ушакова. — М.: Советское радио, 1974.