

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ

В.Т. Федин
М.И. Фурсанов

ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

В 2 частях

Часть 2

*Допущено Министерством образования Республики Беларусь
в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений
по энергетическим специальностям*

М и н с к 2 0 0 9

УДК 621.311.011.63(075.8)

ББК 31.27 я 7

Ф 32

Рецензенты:

директор Института энергетики АПК НАН Беларуси,
д-р техн. наук, проф. В.И. Русан;
заведующий кафедрой «Электроснабжение» УО «Гомельский
государственный технический университет им. П.О. Сухого»,
канд. техн. наук, доцент А.В. Сычѳв

Федин, В.Т.

Ф 32 Основы проектирования энергосистем: учебное пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. / В.Т. Федин, М.И. Фурсанов. – Минск: БНТУ, 2009. – Ч. 2. – 203 с.

ISBN 978-985-479-908-7 (Ч.2).

Изложены теоретические основы системного подхода к оптимизации развития энергосистем, освещены методы расчета прогнозируемого электропотребления и режимов электропотребления; описаны принципы формирования электроэнергетических систем с учетом обеспечения энергетической безопасности, приведены методики выбора генерирующих мощностей, пропускной способности системообразующих сетей, устройств компенсации реактивных нагрузок.

Изложены принципы оптимизации развития электрических сетей и увеличения их пропускной способности. Дано теоретическое описание решений по модернизации и реконструкции электрических сетей, описаны пути их практической реализации.

Предназначается для студентов энергетических специальностей, магистрантов и аспирантов. Может быть полезно инженерам, использовано при переподготовке и повышении квалификации инженеров и экономистов энергетического профиля.

Часть 1 настоящего издания вышла в БНТУ в 2009 году.

УДК 621.311.011.63(075.8)

ББК 31.27 я 7

ISBN 978-985-525-096-9 (Ч.2)

ISBN 978-985-525-097-6

© Федин В.Т.,

Фурсанов М.И., 2009

© БНТУ, 2009

Основные условные обозначения

- W – электроэнергия
 P – активная мощность
 Q – реактивная мощность
 S – полная мощность
 ΔW – потери электроэнергии
 I – ток
 $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение
 L, l – длина
 ΔU – потеря напряжения
 F – сечение
 τ – время потерь
 R – активное сопротивление
 X – реактивное сопротивление
 K – капитальные затраты
 I – ежегодные издержки (годовые эксплуатационные расходы)
 Z – приведенные затраты
 E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат
- E – норма дисконта
 T, t – расчетный срок, время
 $T_{\text{ок}}$ – срок окупаемости
 Y, y – ущерб от перерывов в электроснабжении
ЧДД – чистый дисконтированный доход
 B – расход топлива на электростанциях
 E – ЭДС
 ΔP_x – потери мощности холостого хода
 ΔP_k – потери мощности короткого замыкания
 S – нагрузка (полная мощность) трансформатора
 $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора
 ΔP^* – суммарные потери активной мощности в относительных единицах
- k – коэффициент оптимальной загрузки
 $k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы графика нагрузки
 C_T – стоимость трансформации энергии
 p – суммарный коэффициент отчислений от стоимости
 β – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии
 ρ – удельное сопротивление материала провода

ПРЕДИСЛОВИЕ

Проектирование, сооружение объектов и эксплуатация энергетических систем связаны с большими материальными затратами. Поэтому важно, чтобы эти затраты были использованы с наибольшей эффективностью и обеспечивали необходимую надежность электроснабжения потребителей. При этом следует учесть, что правильность решений по развитию энергосистем, принимаемых в какой-то момент, подтверждается через достаточно длительное время, когда возможные ошибки исправить невозможно или очень трудно.

Дополнительные трудности при принятии решений по развитию энергосистемы связаны с тем, что, как правило, присутствует неопределенность (недостаточная достоверность) исходной информации. Кроме того, в качестве показателя эффективности решений обычно выступает не один, а несколько критериев, т.е. приходится решать многокритериальную (многоцелевую) задачу.

Проблема проектирования энергосистем многогранна. Поэтому, естественно, данное учебное пособие не претендует на охват всех вопросов, встречающихся при проектировании энергосистем. В нем развиваются и углубляются отдельные направления рационализации проектирования, основы которых студенты вузов ранее изучают в таких основополагающих дисциплинах электроэнергетического образования, как «Электрические системы и сети», «Электрическая часть электростанций и подстанций», «Устойчивость электрических систем», «Экономика энергетики». Особое внимание в пособии направлено на то, чтобы привить студентам навыки практической работы с методами принятия решений в условиях неопределенности и многокритериальности и со специальными математическими методами нахождения оптимальных решений. С этой целью наряду с теоретическим материалом в пособие включены решения многочисленных задач, а также варианты выполнения курсового проекта. В каждой главе приводятся вопросы для самопроверки. Авторы надеются, что такое построение учебного пособия будет способствовать приобретению знаний, умений и навыков в соответствии с образовательными стандартами, в результате чего будет формироваться

компетентность выпускника, как выраженная способность применять свои знания и умения.

При подготовке пособия авторы использовали свой многолетний опыт преподавания электроэнергетических дисциплин на кафедре «Электрические системы» Белорусского национального технического университета (г. Минск), а также свои ранее опубликованные работы. Естественно, были использованы работы других авторов, а также результаты, почерпнутые в диссертациях аспирантов, магистрантов и дипломных проектах студентов, выполненных под руководством авторов.

Список литературы, приведенный в книге, конечно, не претендует на полноту по данной тематике. В него включены лишь источники, на которые в тексте сделаны ссылки и по которым более углубленно можно изучить тот или иной вопрос.

Книга может быть использована в качестве основного учебного пособия студентами, избравшими в качестве специальности электроэнергетические системы и сети, а как дополнительное – студентами смежных специальностей инженерного, экономического и педагогического профилей. Авторы надеются, что она будет полезна аспирантам, магистрантам, инженерам, занимающимся исследованием, проектированием, эксплуатацией энергосистем, а также работникам в сфере управления, которым приходится принимать решения о перспективном развитии энергосистем. Кроме того, книга может быть использована в учреждениях, занимающихся повышением квалификации и переподготовкой инженеров, экономистов и управленцев энергетического профиля.

Материал книги между авторами распределен следующим образом: В.Т. Федин написал предисловие, главу 1, параграфы 2.1 – 2.7, главы 4, 5, параграфы 6.2, 7.1; М.И. Фурсанов – параграфы 2.8 – 2.17, главу 3, главу 6 (кроме п. 6.2), пп. 7.2. Параграф 2.18 написан совместно.

Авторы благодарят сотрудников кафедры «Электрические системы» Белорусского национального технического университета Ковенскую Е.Л., Заборскую Е.А., Киселеву О.Б., Редлин Ю.Н. за помощь, оказанную при подготовке рукописи к изданию.

Все отзывы и рекомендации просьба направлять по адресу 220013, г. Минск, проспект Независимости, 65, корп. 2.

Авторы

Глава 5. МОДЕЛИ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

5.1. Системы номинальных напряжений

Международная электротехническая комиссия (МЭК) рекомендует к применению следующие номинальные напряжения электрических сетей выше 1000 В для систем с частотой 50 Гц [7], кВ: 3,0; 3,3; 6,0; 6,6; 10; 11; 20; 22; 33; 35; 66; 69; 110; 115; 132; 138; 220; 230. При более высоких напряжениях рекомендуются наибольшие рабочие напряжения электрооборудования, кВ: 363; 420; 525; 765; 1200.

На территории стран СНГ функционируют электрические сети, соответствующие ГОСТ 721–77 со следующими номинальными междуфазными напряжениями, кВ: (3); 6; 10; 20; 35; 110; (150); 220; 330; 500; 750; 1150. Напряжения, указанные в скобках, не рекомендуется применять для вновь проектируемых сетей. Как видно, приведенная шкала номинальных напряжений соответствует рекомендациям МЭК.

Каждое номинальное напряжение имеет свою экономически целесообразную область применения. Так, напряжение 6 кВ имеется в распределительных сетях городов и промышленных предприятий, 10 кВ предназначено для распределения электроэнергии в городах, сельской местности и на территории промышленных предприятий. Напряжение 20 кВ может быть эффективным в сельской местности. К сетям 35 и 110 кВ через соответствующие центры питания подключаются распределительные сети 6–10 кВ.

Исследования показали, что при напряжении выше 110 кВ в одном географическом районе использовать всю шкалу номинальных напряжений нецелесообразно. Поэтому обычно стремятся применять одну из систем напряжений: 110–220–500–1500 кВ или

110 (150)–330–750 кВ. Сочетания напряжений из указанных систем вынужденно должны применяться для стыковки сетей, относящихся к различным географическим районам. В зависимости от плотности нагрузок может оказываться целесообразным исключение какой-либо ступени напряжения.

Итак, в конкретном географическом районе возможны следующие системы напряжений, кВ:

0,38–6(10)–35–110–220–500–1150;
 0,38–6(10)–35–110–330–750;
 0,38–20–110–220–500–1150;
 0,38–20–110–330–750;
 0,38–6(10)–110–220–500–1150;
 0,38–6(10)–110–500–1150;
 0,38–6(10)–110–330–750.

В Белорусской энергосистеме функционирует исторически сложившаяся система напряжений 0,38–6(10)–35–110–220–330–750 кВ.

Имеется тенденция к постепенному исключению сетей с номинальными напряжениями 220 и 35 кВ, т.е. к переходу на систему 0,38–6(10)–110–330–750.

Как известно [10, 7], наивыгоднейшее напряжение электропередачи зависит от передаваемой мощности, длины линии и числа цепей. Опыт проектирования показывает [7], что передаваемая мощность при средних сечениях, применяемых для данного класса напряжения, близка к натуральной, а длины линий характеризуются данными, приведенными в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Передаваемая мощность и длины линий электропередачи

Номинальное напряжение, кВ	1150	750	500	330	220	110	35	10 (воздушные линии)
Натуральная мощность, МВт	5200	2100	900	360	135	30	3,2	0,3
Передаваемая мощ-	0,8–	0,7–	0,9–	0,8–	0,7–	0,5–	-	-

ность, в долях от натуральной	1,2	1,0	1,4	1,3	1,1	1,5			
Предельная длина линии при КПД $\eta = 0,9$	3000	2200	1200	700	400	80	-	-	
Средняя длина линии, км	по СНГ	-	300	280	130	100	25	-	-
	<i>в Белорусской энергосистеме</i>	-	376,5	-	83	73,6	23,8	17,2	14,6

Выбор номинального напряжения узла сети какого-то региона производится одновременно с выбором схемы сети. С учетом распространенной в данном регионе системы напряжений возможности принятия решения у проектировщика весьма ограничены и фактически сводятся к сравнению смежных напряжений в пределах шкалы системы, существующей в регионе.

Практика проектирования показывает, что развитие основной сети энергосистемы осуществляется путем «надстройки» сети более высокого напряжения на существующую сеть с самым высоким напряжением. Так, в Белорусской энергосистеме реализуется «надстройка» сети 750 кВ на развитую сеть напряжением 330 кВ.

5.2. Принципы построения схем системообразующих и распределительных электрических сетей

К *системообразующим* относят электрические сети, которые объединяют электрические станции и крупные узлы нагрузки. Они предназначены для передачи больших потоков мощности и выполняют функции формирования энергосистемы как единого объекта. Системо-образующие сети выполняются на напряжения 330, 500 и 750 кВ, обеспечивая тем самым их большую пропускную способность. Назначение распределительных сетей – передача электроэнергии от подстанций системообразующей сети к центрам питания сетей городов, промышленных предприятий и сельской местности. К первой ступени распределительных сетей относятся сети напряжением 220 и 110 кВ, а ко второй – сети 20, 10 и 6 кВ. Конечно, такое деление сетей на системообразующие и распределительные достаточно условное. При относительно

небольшой мощности энергосистемы сети напряжением 220 кВ, а иногда и 110 кВ могут выполнять системообразующую роль. По мере увеличения плотности нагрузок часть сетей утрачивает системное значение, превращаясь в распределительные. Обычно это происходит, как уже отмечалось, в результате «надстройки» сети более высокого напряжения на существующую сеть.

Общая задача проектирования развития системообразующих сетей на уровне объединенной энергосистемы (ОЭС) решается путем разработки специального проекта «Схема развития ОЭС» (технико-экономического доклада) на перспективу 10–15 лет, в котором выбираются номинальные напряжения, конфигурация сети и очередность сооружения линий и подстанций. Особенность этого этапа проектирования заключается в значительной неопределенности исходной информации, характеризующейся неизвестными точно темпом изменения электропотребления, стратегией развития генерирующей части системы, технико-экономическими показателями нового оборудования. Поэтому разрабатываются несколько вариантов (стратегий) развития системообразующей сети, соответствующих различным исходным условиям. В этом случае принятие решений осуществляется на основании составления платежной матрицы в соответствии с критериями, описанными в главе 2.

При разработке вариантов схем сети важно обеспечить преемственность на временном уровне, то есть возможность перехода от предшествующего состояния сети в последующее. Это оказывается возможным лишь в том случае, если при выборе предшествующих решений производится оценка их влияния на последующее развитие сети и, наоборот, оценивается влияние последующих решений на первоочередное решение (учет одного из свойств больших систем – влияния последствия, см. параграф 2.1).

В любом случае при разработке проектов развития системообразующей сети решения можно считать лишь условно оптимальными с какой-то зоной неопределенности. На последующих этапах проектирования с меньшим перспективным сроком эти решения должны уточняться и корректироваться. Вообще, следует заметить, что такие крупные электросетевые объекты, как, например, линии и подстанции 750 кВ, так же как и

мощные электростанции, являются «штучными» объектами, и решение об их сооружении обычно принимается на основе технико-экономического обоснования с участием высших государственных органов.

Проектная схема развития ОЭС является основой для разработки схем развития электрических сетей отдельных энергосистем, т.е. объектов нижнего иерархического уровня. При этом должна быть обеспечена взаимная увязка решений, принятие которых может потребовать итеративного процесса проектирования.

Возможные варианты конфигураций и схем электрических сетей зависят от многих факторов: географических условий территории, мест расположения источников энергии и предполагаемых потребителей и др. Поэтому число вариантов развития сети может быть очень большим. Для отбора ряда наиболее экономичных вариантов на основе формализованного подхода к построению конфигурации сети предлагаются специальные *оптимизационные* модели. Однако из-за их несовершенства они могут быть использованы лишь в качестве «советчика» проектировщика. Техничко-экономическую оценку отработанных вариантов предлагается осуществлять с использованием *оценочных* моделей.

В соответствии с [7] к схемам электрических сетей предъявляются следующие требования:

1. *Обеспечение необходимой надежности.* Имеются два принципиальных подхода к оценке надежности схем сетей. Первый опирается на нормативные документы [38], в которых все электроприемники по требуемой степени надежности разделяются на три категории. Для электроснабжения потребителей каждой из категорий предъявляются соответствующие требования к схемам (питание от одного, двух и т.д. независимых источников). Реализация этого подхода при формировании схем сетей формально не представляет затруднений. Однако к узлам сети, как правило, подключаются потребители, относящиеся к различным категориям. При этом если ориентироваться на наименее ответственных потребителей, т.е. выбирать наиболее простую и, следовательно, наиболее дешевую схему, то требуемым уровнем надежности электроснабжения не будут обеспечены наиболее ответственные потребители. Если же при выборе схемы ориентироваться на них,

то это может привести к неоправданному усложнению и удорожанию схемы сети.

Второй подход предполагает экономическую (количественную) оценку ущерба от недоотпуска электроэнергии. Его рекомендуют использовать прежде всего в тех случаях, когда сравниваемые варианты схем сети существенно отличаются по надежности электроснабжения, а также для оценки эффективности мероприятий, направленных на повышение надежности. Недостаток такого подхода заключается в неоднозначности численных значений удельных ущербов от недоотпуска электроэнергии потребителям, несмотря на то, что их определению посвящено достаточно большое количество научных работ.

Идеология обеспечения необходимой надежности схем сетей требует пересмотра при переходе от плановой к рыночной экономике. Понятие «народнохозяйственного» ущерба от перерывов электроснабжения, использовавшееся в условиях плановой экономики, в какой-то мере должно быть скорректировано. Действительно при наличии новых негосударственных форм собственности потребителю выгодно требовать от энергосистемы как можно более высокую степень надежности электроснабжения, не неся при этом каких-либо финансовых затрат. В то же время энергосистема вынуждена нести дополнительные капитальные затраты и ежегодные издержки на резервные элементы (например, прокладка двух параллельных линий вместо одной). При этом, как правило, в нормальном режиме вся пропускная способность сети не используется, что фактически приводит к «омертвлению» капиталовложений. Представляется, что одним из путей решения данной проблемы мог бы стать учет требуемой потребителем степени надежности в тарифе на электроэнергию, т.е. плата энергосистеме за обеспечение надежности электроснабжения.

2. *Обеспечение нормируемого качества электроэнергии.* Действующий стандарт на качество электроэнергии устанавливает нормативные допустимые отклонения напряжения на зажимах электроприемников $\pm 5\%$ и предельно допустимые отклонения напряжения $\pm 10\%$. Вероятность появления отклонений напряжения между нормативными допустимыми и предельно

допустимыми не должна превышать 0,05. Очевидно, что при проектировании системообразующих сетей, а также распределительных сетей напряжением 220–35 кВ невозможно контролировать отклонения напряжения у каждого электроприемника. Поэтому контроль осуществляется на каждой ступени напряжения. Длительно допустимые рабочие напряжения установлены по условию нормальной работы электрооборудования (табл. 5.2). Однако в проектных расчетах на эти напряжения ориентируются лишь в сетях 750–330 кВ, так как допустимые значения не значительно превышают номинальные напряжения.

Таблица 5.2

Длительно-допустимые рабочие напряжения

Класс напряжения, кВ		750	500	330	220	110	35	10	6
Длительно допустимые напряжения	%	105	105	110	115	115	115	115	115
	кВ	787	525	363	252	126	40,5	11,5	6,9

В сетях 220–35 кВ схемы и параметры формируют обычно так, чтобы напряжения в любой точке сети в нормальных режимах составляли 1,1–1,0 от номинального напряжения. При таких условиях за счет устройств регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов оказывается возможным обеспечивать режим встречного регулирования напряжения на шинах 10–6 кВ подстанции в пределах 1,1–1,0 или 1,05–1,0 номинального напряжения. Тогда требования по обеспечению допустимых отклонений на зажимах электроприемников могут быть выполнены при проектировании сетей 10–6 кВ за счет соответствующего выбора их схем и параметров.

3. *Достижение гибкости сети.* Здесь подразумеваются два аспекта. Первый предполагает, что схема сети должна быть приспособлена к обеспечению передачи и распределения мощности в различных режимах, в том числе в послеаварийных при отключении отдельных элементов. Второй аспект выражает требование создания

такой конфигурации сети, которая позволяет осуществить ее последующее развитие без существенных изменений созданной ранее сети.

4. *Максимальное использование существующих сетей.* Это требование сочетается с предыдущим (гибкость сети) и отражает то, что сеть должна представлять собой динамически развивающийся объект.

5. *Обеспечение максимального охвата территории.* Сущность этого требования заключается в том, что конфигурация сети должна позволять подключать к ней всех потребителей, расположенных на данной территории.

6. *Обеспечение оптимальных уровней токов короткого замыкания.* В схеме сети, с одной стороны, токи короткого замыкания по значению должны быть достаточны для реагирования на них устройств релейной защиты, а с другой – ограничены с целью возможности использования выключателей с меньшей отключающей способностью. Для ограничения токов короткого замыкания рассматривается комплекс путей: применение трансформаторов с расщепленными обмотками и токоограничивающих реакторов, секционирование основной сети энергосистемы, шин электростанций и подстанций и др. [39].

7. *Обеспечение возможности выполнения релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики.* Данное требование связано с оптимизацией токов короткого замыкания и различными допустимыми режимами.

8. *Создание возможности построения сети из унифицированных элементов.* Применение унифицированных элементов линий электропередачи и подстанций позволяет снизить стоимость сооружения проектной схемы сети.

9. *Обеспечение условий охраны окружающей среды.* Это требование при построении схемы сети может быть выполнено за счет уменьшения отчуждаемой территории путем применения двухцепных и многоцепных линий, в том числе повышенной пропускной способности, простых схем подстанций и т.п.

В практике проектирования используют многообразные конфигурации электрических сетей. Если сеть присоединяется к одному центру питания, то применяются радиальные и замкнутые

сети, выполненные на каждом из участков одноцепной или двухцепной (двух-мя параллельными) линиями. Сеть может опираться на два центра питания с выполнением линий одноцепными или двухцепными. И, наконец, возможны различные варианты многоконтурной сети с питанием от двух и более центров питания. Примеры формирования конфигурации сети, взятые из проектной практики, приведены в [7].

В условиях рынка электроэнергии возникает вопрос: каков критерий эффективности сооружения объектов в системообразующей сети, каковы особенности определения коммерческой эффективности сетевых объектов? При ответе на данный вопрос все линии элект-ропередачи и подстанции основной сети энергосистемы целесообразно разделить на группы:

- выдачи мощности электростанций и избыточных энергосистем (районов) на оптовый рынок;
- питания дефицитных энергосистем (районов) с оптового рынка;
- межсистемных линий для реализации межсистемного эффекта;
- резервирования в соответствии с требованиями надежности;
- экспорта мощности и электроэнергии.

Целью сооружения системных объектов первых трех групп является снижение топливной составляющей затрат на выработку электроэнергии на оптовом рынке. Эффективность сооружения объектов последней группы определяется разницей между контрактной стоимостью и топливной составляющей затрат на выработку поставляемой электроэнергии. Конечная цель в оценке целесообразности сооружения дополнительного объекта заключается в обеспечении сетевым предприятием достаточной прибыли, а потребителям – гарантированной минимальной стоимости электроэнергии. Количественная оценка эффективности сооружения электросетевого объекта может быть произведена по показателю эффективности капитальных затрат

$$r = \frac{Z_0 - Z_1}{K},$$

где Z_0 и Z_1 – затраты на развитие и эксплуатацию энергосистемы соответственно при отсутствии и сооружении сетевого объекта;

К – капитальные затраты по объекту.

Более полная оценка эффективности сооружения объекта производится по критерию чистого дисконтированного дохода (2.41).

5.3. Оптимизация развития электрических сетей методом динамического программирования

Как уже отмечалось, электрическая сеть представляет собой динамически развивающийся объект энергосистемы. Это объясняется тем, что происходит непрерывное увеличение во времени нагрузок потребителей как уже подключенных к сети, так и за счет появления новых. Следствием увеличения нагрузок является необходимость периодического усиления и развития сети с целью повышения ее пропускной способности. Известны различные способы увеличения пропускной способности сети (см. параграф 5.5). Применение какого-либо способа развития или реконструкции сети приводит ее к новому состоянию, характеризующемуся некоторой совокупностью параметров (числом, сечением и номинальным напряжением линий, числом и мощностью трансформаторов, связями между подстанциями, т.е. конфигурацией сети и т.п.). В этих условиях задача заключается в нахождении оптимальных способов и сроков проведения развития (реконструкции) сети на различных расчетных временных этапах.

Разработаны различные методы оптимизации развития электрических сетей, обзор которых приведен в [3]. Остановимся на одном из наиболее эффективных – методе динамического программирования в его классической постановке [9].

В качестве критерия оптимизации примем суммарные приведенные затраты за расчетный период T (критерий (2.43)):

$$Z = \sum_{t=1}^T Z_t = \sum_{t=1}^T (E_n K_t + \Delta I_t) (1 + E_n)^{\ominus-t}, \quad (5.1)$$

где Z_t – приведенные затраты в год t ;

E_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат (банковский процент по ссуде);

K_t – капитальные затраты в год t ,

ΔI_t – изменение годовых издержек в год t по сравнению с годом $t-1$:

$$\Delta I_t = I_t - I_{t-1};$$

Θ – год приведения разновременных затрат.

В соответствии с общими принципами метода динамического программирования решение представим как многошаговый процесс, в котором каждый шаг будет характеризовать переход сети из одного состояния в другое. Границами каждого шага будут этапы (годы) расчетного периода. На каждом этапе электрическая сеть может находиться в нескольких состояниях S (рис. 5.1).

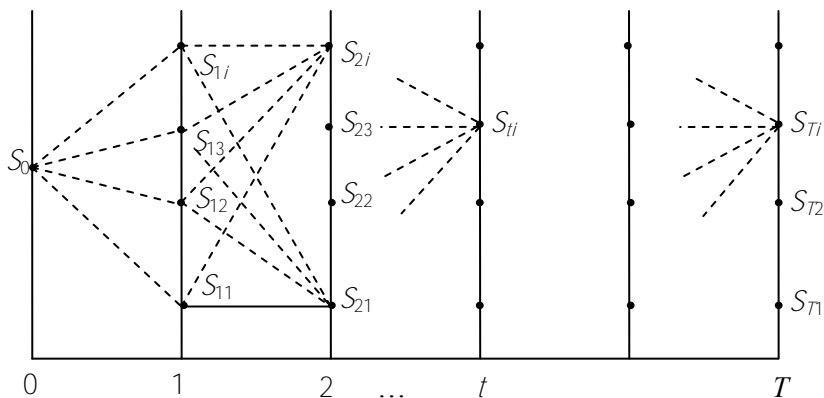


Рис. 5.1. Многошаговый процесс оптимизации развития электрической сети

Пусть электрическая сеть находилась в исходном состоянии S_0 . На первом шаге рассматривается этап $t = 1$. В результате развития по различным вариантам сеть может оказаться в состояниях $S_{11}, S_{12}, \dots, S_{1i}$. Приведенные затраты на переход из состояния S_0 в состояние S_{1i}

$$Z_1(S_{1i}) = Z_1(S_0, S_{1i}).$$

На первом шаге никакой оптимизации не производится, а осуществляется только вычисление затрат на переход из состояния S_0 в каждое из состояний первого этапа: $Z_1(S_0, S_{11}), Z_1(S_0, S_{12}), \dots, (S_0, S_{1i})$.

На втором шаге рассматриваются два этапа ($t = 2$). Вычисляются приведенные затраты на переход в каждое из состояний сети второго этапа ($S_{21}, S_{22}, \dots, S_{2i}$) из каждого состояния первого этапа ($S_{11}, S_{12}, \dots, S_{1i}$). Так, для состояния S_{21} находятся затраты:

$$\begin{aligned} Z_2^1(S_{21}) &= Z_1(S_0, S_{11}) + Z_2(S_{11}, S_{21}), \\ Z_2^1(S_{21}) &= Z_1(S_0, S_{12}) + Z_2(S_{12}, S_{21}), \\ &\dots \dots \dots \\ Z_2^1(S_{2i}) &= Z_1(S_0, S_{1i}) + Z_2(S_{1i}, S_{21}). \end{aligned}$$

По результатам этих расчетов найдем минимальное значение

$$Z_{2\text{мин}}^1 = \min_i Z_2^1(S_{2i}).$$

Отсюда определится оптимальное состояние сети на первом этапе, если на втором шаге осуществляется переход в состояние S_{21} .

Аналогичным образом производятся вычисления затрат для перехода в состояния S_{22}, S_{23} и т.д. второго этапа. Для состояния S_{2i} вычисляются

$$\begin{aligned} Z_2^i(S_{2i}) &= Z_1(S_0, S_{11}) + Z_2(S_{11}, S_{2i}), \\ Z_2^i(S_{2i}) &= Z_1(S_0, S_{12}) + Z_2(S_{12}, S_{2i}), \\ &\dots \dots \dots \\ Z_2^i(S_{2i}) &= Z_1(S_0, S_{1i}) + Z_2(S_{1i}, S_{2i}), \end{aligned}$$

$$Z_{2\text{мин}}^i = \min_i Z_2^i(S_{2i}).$$

Таким образом, по результатам расчетов на втором шаге будут определены оптимальные состояния сети на первом этапе для случаев попадания сети во все состояния второго этапа.

На t -м шаге (расчетный период t) вычисления производят по следующему рекуррентному соотношению

$$Z_t(S_{ti}) = \min_{j} \{ Z_{t-1}(S_0, S_{(t-1)j}) + Z_t(S_{(t-1)j}, S_{ti}) \} \quad (5.2)$$

где $S_{(t-1)j}$ – текущее состояние сети на этапе $t-1$.

Это соотношение состояния характеризует сумму затрат на переход из состояния S_0 через оптимальные состояния этапов 2, 3, ..., $t-2$ в состояние $S_{(t-1)j}$ и на переход из состояния $S_{(t-1)j}$ этапа $t-1$ в состояние S_{ti} этапа t .

В результате расчетов на t -м шаге будут определены оптимальные состояния на этапе $t-1$ для случаев попадания сети в любое из состояний S_{ti} .

На последнем шаге T (расчетный период T) рекуррентное соотношение имеет вид

$$Z_T(S_{Ti}) = \min_{j} \{ Z_{T-1}(S_0, S_{(T-1)j}) + Z_T(S_{(T-1)j}, S_{Ti}) \} \quad (5.3)$$

Минимуму затрат будет соответствовать оптимальное состояние сети $S_{T\text{опт}}$ на последнем этапе T . По нему будет также выявлено оптимальное состояние на этапе $T-1$ $S_{(T-1)\text{опт}}$, из которого перешли в $S_{T\text{опт}}$. Двигаясь обратным ходом, по состоянию $S_{(T-1)\text{опт}}$ можно зафиксировать оптимальное состояние на этапе $T-2$ и т.д. вплоть до первого этапа.

Пример решения задачи по изложенному методу приведен в параграфе 5.11.

Более сложные случаи реализации метода динамического программирования применительно к задаче оптимизации развития электрических сетей изложены в специальной литературе [8, 9].

5.4. Поиск оптимальной трассы воздушной линии электропередачи методом динамического программирования

При проектировании линий электропередачи между точками u_0 и u_k местность может характеризоваться различными особенностями (пашня, луг, лес, болото, горы и т.п.). Очевидно, что стоимость 1 км линии, сооружаемой на различной местности, будет различна.

Кроме того, на прямой, соединяющей точки y_0 и y_k , могут встретиться препятствия (водоемы, аэропорты, населенные пункты и т.п.), которые потребуется обходить. Поэтому трасса линии, как правило, представляет собой ломаную линию. В этих условиях задача заключается в том, чтобы найти компромиссное решение между удорожанием линии за счет увеличения ее общей длины и сокращением длины труднопроходимых участков с повышенной удельной стоимостью линии. Эта задача может быть решена с применением метода динамического программирования [20, 9].

Разобьем местность, на которой должна быть спроектирована трасса линии электропередачи, на несколько участков, каждый из которых характеризуется своими особенностями. Удельная стоимость линии на разных участках различна. Будем полагать, что на каждом участке трасса линии прямолинейна. Многошаговый процесс динамического программирования представим по числу границ между участками местности (рис. 5.2). На границах участков наметим возможные точки перехода трассы линии с одного участка на другой. Они могут отстоять друг от друга на одинаковое или различные расстояния.

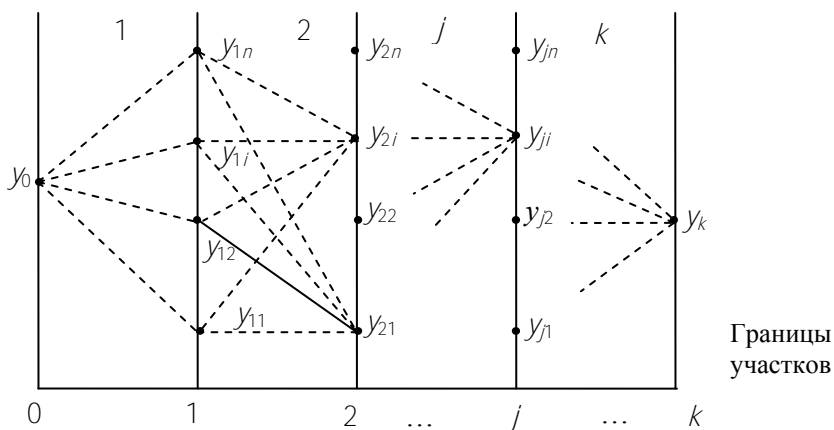


Рис. 5.2. Процесс выбора оптимальной трассы линии электропередачи

На первом шаге рассматриваем границу участка 1 и все возможные переходы через нее: $y_{11}, y_{12}, \dots, y_{1i}, \dots, y_{1n}$. Вычислим

приведенные затраты на линию между начальной точкой y_0 и каждым возможным переходом через границу 1:

$$Z_1(y_0, y_{11}), Z_1(y_0, y_{12}), \dots, Z_1(y_0, y_{1i}), \dots, Z_1(y_0, y_{1n}).$$

На втором шаге в расчет вводим границу 2. Для каждого возможного перехода через нее $y_{21}, y_{22}, \dots, y_{2i}, \dots, y_{2n}$ определяем приведенные затраты для трассы линии из каждой точки перехода границы участка 1. Так, для точки y_{21} получим

$$Z_{21}(y_0, y_{11}, y_{21}), Z_{21}(y_0, y_{12}, y_{21}), \dots, Z_{21}(y_0, y_{1i}, y_{21}), \dots, Z_{21}(y_0, y_{1n}, y_{21}).$$

Из полученных значений найдем минимальное:

$$Z_{21\text{мин}} = \min \{ Z_{21}(y_0, y_{1i}, y_{21}) \}.$$

Оно покажет, через какую точку $y_{1\text{опт}}^1$ первой границы наиболее целесообразно перейти, чтобы попасть в точку y_{12} на второй границе.

Описанную процедуру можно представить в виде рекуррентного соотношения

$$Z_{21\text{мин}} = \min \{ Z_1(y_0, y_{1i}) + Z_2(y_{1i}, y_{21}) \} \rightarrow y_{1\text{опт}}^1.$$

Аналогичным образом можно записать выражения затрат для попадания в другие точки перехода границы 2.

$$Z_{22\text{мин}} = \min \{ Z_1(y_0, y_{1i}) + Z_2(y_{1i}, y_{22}) \} \rightarrow Y_{12}^2 \text{ опт.}$$

$$\dots$$

$$Z_{2i\text{мин}} = \min \{ Z_1(y_0, y_{1i}) + Z_2(y_{1i}, y_{2i}) \} \rightarrow Y_{1i}^i \text{ опт.}$$

$$\dots$$

$$Z_{2n\text{мин}} = \min \{ Z_1(y_0, y_{1i}) + Z_2(y_{1i}, y_{2n}) \} \rightarrow Y_{1i}^n \text{ опт.}$$

В результате найдем условно-оптимальные точки перехода через границу 1 при попадании трассы линии на втором шаге в любую точку границы 2.

$$Y_{1i}^1 \text{ опт.}, Y_{1i}^2 \text{ опт.}, \dots, Y_{1i}^i \text{ опт.}, \dots, Y_{1i}^n \text{ опт.}$$

На i -м шаге рекуррентное соотношение имеет вид

$$Z_j(y_{ji}) = \min \{ Z_{j-1}(y_0, y_{(j-1)i}) + Z_j(y_{(j-1)i}, y_{ji}) \}.$$

На последнем шаге необходимо попасть только в одну точку k . Для этого следует вычислить приведенные затраты для перехода из всех точек границы $k-1$ в точку k :

$$Z_k(y_0, y_k) = \min \{ Z_{k-1}(y_0, y_{(k-1)i}) + Z_k(y_{(k-1)i}, y_k) \}.$$

Наименьшее значение приведенных затрат укажет оптимальную точку перехода $y_{(k-1)i} \text{ опт.}$ границы $k-1$. Двигаясь в обратном направлении от точки $y_{(k-1)i} \text{ опт.}$, фиксируем оптимальные точки перехода на границах $k-2, \dots, 2, 1$.

5.5. Основные пути увеличения пропускной способности линий электропередач и электрических сетей

Под **пропускной способностью** линии электропередачи понимают активную или полную мощность, которая длительно может передаваться с учетом технических ограничений. К таким ограничениям относятся:

а) предел передаваемой мощности (предел линии), учитывающий устойчивость параллельной работы электрических станций и узлов нагрузки;

б) допустимый ток по нагреву проводов;

в) допустимая потеря напряжения;

г) пропускная способность концевых и промежуточных устройств (трансформаторов, выключателей, устройств продольной компенсации и т.п.);

д) вынужденные уставки релейной защиты.

Проектирование линий электропередачи проводят обычно таким образом, чтобы ограничения г) и д) не были решающими.

Ограничения а) и б) обычно проявляются в сетях высоких напряжений, при номинальных напряжениях 110–220 кВ и выше. Ограничение по допустимой потере напряжения характерно для распределительных линий и сетей напряжением 20–0,38 кВ, а иногда и для сетей напряжением 35 кВ. В таких сетях может также возникать ограничение по допустимому току нагрева проводов воздушных линий и жил кабелей.

При проектировании системообразующих сетей часто приходится рассматривать *сечение электрической сети*, под которым понимают совокупность линий электропередачи, характеризующую суммарную пропускную способность определенного района электрической сети.

Кратко рассмотрим пути повышения пропускной способности при различных ограничивающих факторах.

По фактору статической устойчивости генераторов электростанций предельная передаваемая мощность в системе, состоящей из генераторов, трансформаторов и линии электропередачи (рис. 5.3, а) с соответствующими сопротивлениями X_G , X_T , X_L для идеализированной электропередачи (без потерь) определяется по выражению [21]

$$P_{\text{пр}} = \frac{EU_c}{X_G + X_T + X_L},$$

где E – ЭДС генераторов;

U_c – напряжение на шинах системы.

Если генераторы удаленной станции и работающие в системе оснащены регуляторами возбуждения сильного действия, позволяющими поддерживать постоянными заданные напряжения U_1 и U_2 по концам линии, то предел передаваемой мощности (предел линии) будет

$$P_{\text{пр}} = \frac{U_1 U_2}{X_{\text{л}}}. \quad (5.3)$$

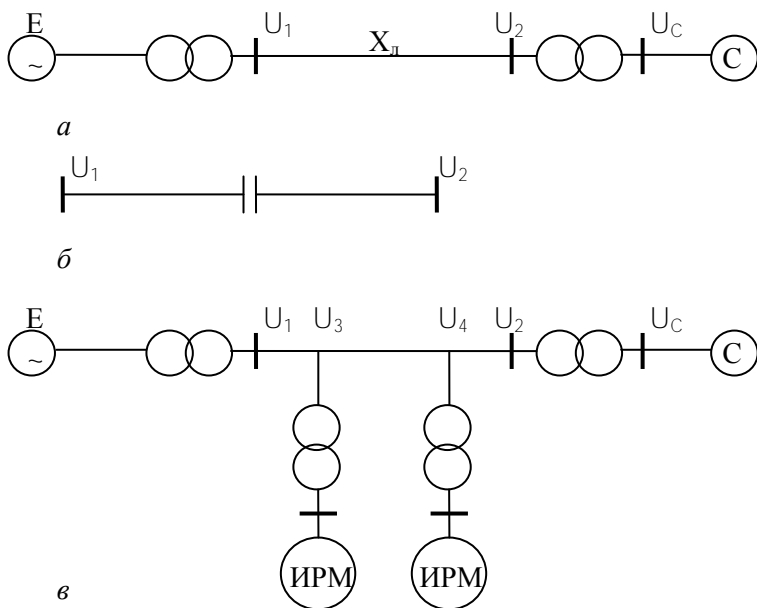


Рис. 5.3. Схемы системы электропередачи (а), линии с продольной компенсацией (б) и с промежуточными подстанциями (в)

Из формулы (5.3) видны следующие проектные пути увеличения пропускной способности системы электропередачи за счет воздействия на ее часть – линию электропередачи:

1. *Повышение номинального напряжения линии.* Здесь существенно то, что предельная мощность пропорциональна квадрату напряжения.

2. *Уменьшение индуктивного сопротивления линии.* Оно может быть достигнуто за счет применения расщепленных фаз. Такой путь особенно целесообразен на линиях большой длины. Другой путь заключается в использовании различных вариантов конструктивного исполнения воздушных компактных линий электропередачи [10, 19].

3. *Применение продольной компенсации реактивного сопротивления линии* (рис. 5.3, б). В этом случае эквивалентное сопротивление без учета распределенности параметров для линии без потерь будет

$$X_{л.э} = X_{л} - X_{с}.$$

4. *Применение управляемых источников реактивной мощности (ИРМ) на промежуточных подстанциях* (рис. 5.3, в). Такими ИРМ могут быть статические тиристорные компенсаторы, синхронные компенсаторы и др. Если путем выбора соответствующей мощности ИРМ обеспечить поддержание заданного напряжения U_3, U_4 в промежуточных точках линий, то линия разделится на несколько самостоятельных участков. В этом случае пропускная способность всей линии будет определяться участком линии, характеризующимся наименьшей предельной мощностью.

Пропускная способность линии, ограничиваемая допустимым током по нагреву проводов, описывается формулой

$$P_{пр} = \sqrt{3} U I_{доп} \cos \varphi,$$

где U – напряжение линии;

$I_{доп}$ – допустимый ток по нагреву;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Отсюда можно сформулировать следующие пути повышения пропускной способности.

1. *Повышение номинального напряжения.* При неизменном допустимом токе пропускная способность линейно зависит от номинального напряжения. Этот фактор в условиях проектирования имеет практическое значение в случае применения напряжения 380

Вместо 220 В, 10 кВ вместо 6 кВ, 20 кВ вместо 10 кВ, 110 кВ вместо 35 кВ. При этом пропускная способность увеличивается соответственно в $\frac{330}{220} = \sqrt{3}$, $\frac{10}{6} \approx \sqrt{3}$, $\frac{20}{10} = 2$, $\frac{110}{35} \approx 3$ раза.

2. *Повышение режимного напряжения.* В данном случае эффективность увеличения пропускной способности, естественно, ниже. Речь может идти о повышении напряжения лишь на 10–15 % и соответственно о таком же повышении пропускной способности.

3. *Повышение $\cos\varphi$ за счет установки компенсирующих устройств.* Пусть в линии при $\cos\varphi < 1$ ток равен допустимому току по нагреву. Для повышения передаваемой активной мощности без увеличения тока надо предварительно разгрузить линию (снизить ток) от реактивной мощности. Это можно сделать за счет установки компенсирующего устройства в конце линии такой мощности, при которой полная мощность оставалась бы неизменной (рис. 5.4, а). При этом треугольник $S_{\text{доп}}QP$ соответствует мощностям в линии при отсутствии компенсирующего устройства (рис. 5.4, б). Если активную мощность надо увеличить с P до P_k , то одновременно произойдет увеличение реактивной мощности, и полная мощность возрастет. При одинаковом $\cos\varphi$ прежней и вновь подключенной нагрузки треугольник мощностей займет положение $S'QP_k$ [20]. При подключении компенсирующего устройства мощностью $Q_{\text{ку}}$ полная мощность должна быть снижена до прежней величины. Тогда треугольник мощностей будет иметь вид $S_{\text{доп}}Q_kP_k$, где Q_k – реактивная мощность в линии после компенсации.

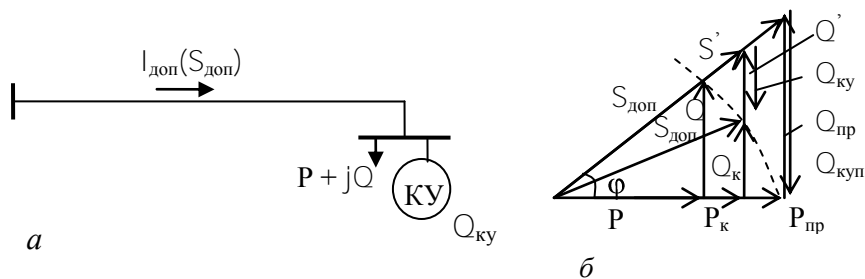


Рис. 5.4. Схема сети (а) и векторная диаграмма (б)

При неизменном токе линии до и после компенсации будет справедливо следующее уравнение:

$$I_{\text{доп}} = \frac{S_{\text{доп}}}{\sqrt{3}U} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U} = \frac{\sqrt{P_{\text{к}}^2 + Q_{\text{к}}^2}}{\sqrt{3}U}$$

или

$$P^2 + Q^2 = P_{\text{к}}^2 + Q_{\text{к}}^2. \quad (5.4)$$

Имея в виду, что $Q_{\text{к}} = Q - Q_{\text{к.у}} = P_{\text{к}} \operatorname{tg} \varphi - Q_{\text{к.у}}$ (см. рис. 5.2, б), после подстановки $Q_{\text{к}}$ в уравнение (5.4) можно получить мощность компенсирующего устройства, необходимую для повышения передаваемой активной мощности с P до $P_{\text{к}}$:

$$Q_{\text{к.у}} = P_{\text{к}} \operatorname{tg} \varphi - \sqrt{P^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) - P_{\text{к}}^2}, \quad (5.5)$$

где $P \leq P_{\text{к}} \leq S_{\text{доп}}$.

В случае полной компенсации реактивной мощности предельное значение активной мощности будет $P_{\text{к}} = P_{\text{пр}}$ (см. рис. 5.4, б), а мощность компенсирующего устройства составит

$$Q_{\text{к.у пр}} = Q_{\text{пр}} = P_{\text{к}} \operatorname{tg} \varphi. \quad (5.6)$$

4. *Увеличение сечения проводов линий электропередачи.* Допустимые токи по нагреву, как известно, зависят от сечения проводов и устанавливаются в зависимости от допустимых температур проводов. Для сталеалюминиевых проводов воздушных линий можно допустить температуру нагрева до 120 °С без снижения их механической прочности, а температуру контактных соединений – до 70 °С. Специальные испытания [22] показали, что при нагревании провода до 130 °С соединитель длиной 300–900 мм

и с диаметром в два раза больше диаметра провода имеет температуру 60 °С. Следует также иметь в виду, что протекание тока может привести к дополнительному провисанию провода в пролете линии и к снижению габаритов до земли и в местах пересечений с инженерными сооружениями. Поэтому в условиях проектирования длительно допустимые токи и соответствующие им пропускные способности принимают, исходя из допустимой температуры нагрева проводов линии, равной 70 °С, и температуры воздуха +25 °С (рис. 5.5). Из этого рисунка видно, что зависимость допустимого тока от сечения провода не является линейной и при увеличении сечения допустимая плотность тока снижается. Это объясняется тем, что при больших сечениях площадь поверхности провода, приходящаяся на 1 мм² сечения, уменьшается и, как следствие, ухудшаются условия охлаждения провода.

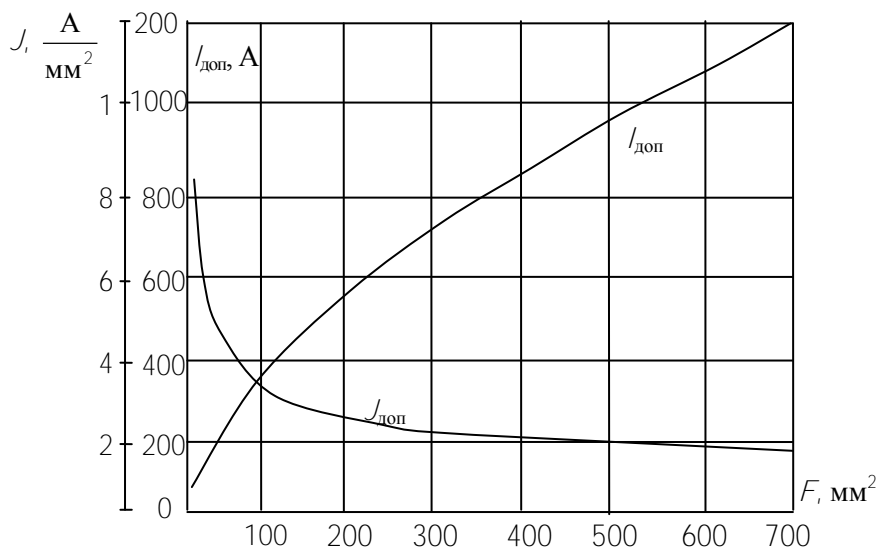


Рис. 5.5. Зависимости длительно допустимого тока $I_{доп}$ по нагреву и допустимой плотности тока $J_{доп}$ от сечения проводов воздушной линии

Увеличение сечения проводов иногда может оказаться целесообразным не только при сооружении новых линий, но и при реконструкции существующих.

5. *Учет фактической температуры окружающей среды.* Очевидно, что при изменении температуры окружающей среды условия охлаждения проводов изменяются. Если наивысшие значения температуры воздуха для какого-то конкретного региона отличаются от расчетной температуры +25 °С, то соответствующие ей допустимые токи $I_{\text{доп}}$ могут быть изменены до $I_{t \text{ доп}}$ с учетом поправочного коэффициента k_t :

$$I_{t \text{ доп}} = I_{\text{доп}} k_t$$

Значения k_t для неизолированных проводов воздушных линий принимаются в соответствии с зависимостью, приведенной на рис. 5.6, *a* и построенной по данным [7].

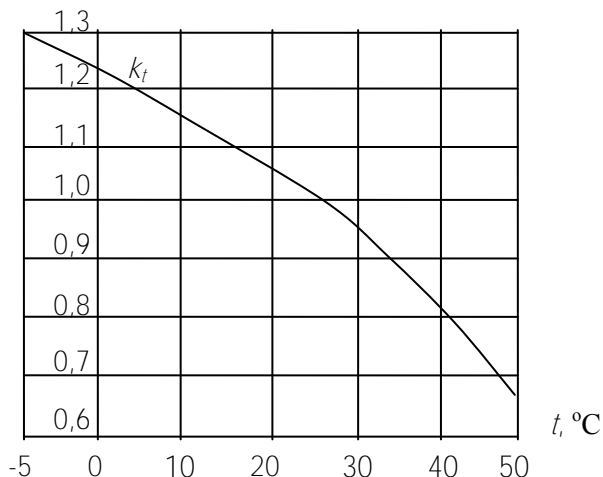


Рис. 5.6. Зависимость поправочного коэффициента k_t от температуры воздуха для неизолированных проводов

6. *Применение меньших сечений одиночных проводов в расщепленной фазе при неизменном сечении фазы.* В этом случае эффект от повышения допустимого тока достигается за счет увеличения поверхности охлаждения проводов данной фазы. Действительно, в общем случае при m проводах в фазе с диаметром d_m поверхность проводов фазы на единицу длины линии составит $F_m = m\pi d_m$. В случае их замены на n проводов ($n > m$) с диаметром $d_n < d_m$ и неизменном сечении алюминиевой части фазы поверхность проводов фазы будет равна $F_n = n\pi d_n$. Тогда увеличение поверхности проводов составит

$$\delta F = \frac{F_n}{F_m} = \frac{d_n}{d_m} \cdot \frac{n}{m}.$$

Так, при замене одиночного провода в фазе марки АС 240/39 с диаметром провода $d_m = 21,6$ мм на два провода марки $2 \times$ АС 120/19 с диаметром провода $d_n = 15,2$ мм получим

$$\delta F = \frac{15,2}{21,6} \cdot \frac{2}{1} = 1,41.$$

7. *Применение проводов с развитой поверхностью.* При неизменном сечении провода его поверхность можно увеличить различными путями, например, выполнив его полым (рис. 5.7, а) либо многожильным с джутовым наполнителем в повивах (рис. 5.7, б). В этом случае допустимый ток на провод может быть увеличен за счет его лучшего охлаждения.



Рис. 5.7. Провода с развитой поверхностью:

а – полый; б – с джутовым наполнителем
1 – жила провода; 2 – джутовый наполнитель

8. *Применение изолированных (покрытых) проводов воздушных линий.* Такие провода получили распространение в распределительных сетях напряжением 10 кВ и ниже. Наряду с известными достоинствами (предотвращение коротких замыканий при схлестывании проводов различных фаз, уменьшение индуктивного сопротивления линии и др.) такие провода по сравнению с неизолированными имеют пониженную пропускную способность по условию нагрева из-за ухудшения условий теплоотдачи от провода в окружающую среду. Допустимая температура таких проводов с изоляцией из сшитого полиэтилена – не более 90 °С, а с изоляцией из термопластичного полиэтилена – не более 70 °С. Расчеты показывают, что допустимые токи линий с изолированными проводами составляют на 10–13 % меньше токов линий с неизолированными проводами при температуре воздуха +25 °С.

9. *Применение искусственного (форсированного) охлаждения проводников.* Такой способ повышения нагрузочной способности пригоден для кабельных линий. Рассматривают различные виды искусственного охлаждения [17]:

а) косвенное охлаждение кабелей водой по проложенным параллельно им трубам;

б) непосредственное внешнее охлаждение маслонаполненных кабелей путем их размещения в отдельных трубах с циркулирующей водой;

в) непосредственное внутреннее охлаждение маслонаполненных кабелей путем прокачки охлаждающей воды или масла по центральному каналу в жиле кабеля;

г) охлаждение жил кабелей газом с высокой теплопроводностью в газоизолированных линиях. В таких линиях для электроизоляции применяется специальный сжатый газ (элегаз), который попутно улучшает условия охлаждения проводников линии.

10. *Применение криогенных линий.* Различают *криопроводящие* и *сверхпроводящие* линии. В первых проводники охлаждаются до температуры 80–20 К, в результате чего активное сопротивление снижается в десятки раз. Вследствие этого появляется возможность существенно повысить пропускаемые по проводникам токи. В

сверхпроводящих линиях активное сопротивление равно нулю и рабочие токи по сравнению с обычными линиями могут быть увеличены в тысячи раз. Пропускная способность по току криопроводящих и сверхпроводящих линий ограничивается не нагревом проводников, а другими факторами [21, 17].

11. *Прокладка дополнительных параллельных линий.* Пояснения не требуются.

12. *Применение глубоких вводов.* Под глубоким вводом понимают систему электроснабжения, позволяющую подвести наивысшее экономически целесообразное напряжение к центрам нагрузки с наименьшим количеством ступеней промежуточной трансформации. Глубокие вводы применяют как при проектировании новых сетей, так и при развитии существующих. Так, если нагрузка 1 питалась по линии L_1 от центра питания 2, то при ее росте развитие сети можно произвести путем прокладки параллельной дополнительной линии L_2 того же напряжения (рис. 5.8). Вместо этого экономически целесообразным может оказаться сооружение глубокого ввода L_3 более высокого напряжения. В результате пропускная способность по току увеличится пропорционально повышению напряжения.

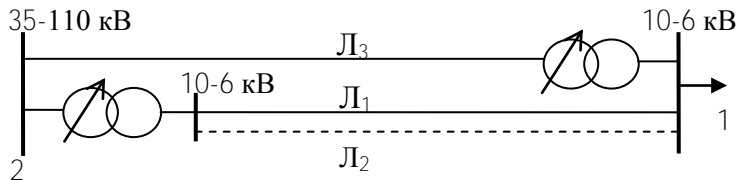


Рис. 5.8. Принципиальная схема глубокого ввода

13. *Сооружение дополнительных питающих подстанций.* При этом к ним за счет сооружения участков сети присоединяются ближайшие потребители. В результате к линиям от существовавших ранее подстанций могут быть подключены дополнительные нагрузки [20].

Перейдем теперь к рассмотрению путей повышения пропускной способности сети в случае ее ограничения по потере напряжения. Этот вопрос наиболее актуален для распределительных сетей напряжением 20 кВ и ниже.

Для одиночной линии связь между допустимой потерей напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ и предельной передаваемой активной мощностью $P_{\text{пр}}$ можно представить в виде

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{пр}} R + Q_{\text{пр}} X}{U_{\text{ном}}} = \frac{P_{\text{пр}} (R + \lambda \operatorname{tg} \varphi)}{U_{\text{ном}}}.$$

Отсюда

$$P_{\text{пр}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}} U_{\text{ном}}}{R + \lambda \operatorname{tg} \varphi}.$$

Имея в виду, что

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}} \%}{100} U_{\text{ном}},$$

получим

$$P_{\text{пр}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}} \% U_{\text{ном}}^2}{(R + \lambda \operatorname{tg} \varphi) 100}. \quad (5.7)$$

Отсюда можно наметить пути повышения пропускной способности:

1. *Повышение номинального напряжения.* Из формулы (5.7) следует, что пропускная способность сети по условию допустимой потери напряжения пропорциональна квадрату напряжения. Так, при переходе с напряжения 6 кВ на 10 кВ она увеличивается в три раза, а при переходе с 10 на 20 кВ – в четыре раза.

2. *Увеличение сечения проводов.* При этом активное и в некоторой степени реактивное сопротивление снижаются, а $P_{\text{пр}}$ – увеличивается (формула (5.7)).

3. *Применение проводов с развитой поверхностью.* При неизменном сечении провода с развитой поверхностью (полые, с джутовым наполнителем) будут иметь больший диаметр, меньшее индуктивное сопротивление и, следовательно, больше значение $P_{\text{пр}}$.

4. *Сближение проводов фаз.* Оно также приводит к уменьшению индуктивного сопротивления и соответственно к увеличению $P_{\text{пр}}$. Сближение проводов фаз воздушных линий можно осуществить применением компактных конструкций [10, 21], покрытых проводов линий напряжением 6–20 кВ, изолированных проводов линий до 1 кВ,

соединенных в пучки. Тот же эффект появляется при замене воздушных линий кабельными.

5. *Применение устройств поперечной компенсации.* Возможности увеличения передаваемой активной мощности по условию допустимой потери напряжения поясним из векторной диаграммы, приведенной на рис. 5.9. Пусть до компенсации были мощности S , P , Q . Установка компенсирующего устройства мощностью $Q_{\text{кy}}$ уменьшит реактивную мощность по сети до Q' и соответственно реактивную составляющую потери напряжения. За счет этого можно увеличить активную мощность до такой величины $P_{\text{к}}$, при которой общая потеря напряжения останется неизменной. Так как при подключении новой нагрузки возрастет также и потребляемая реактивная мощность, то при неизменном $\cos\varphi$ треугольник мощностей займет положение $S_{\text{к}}Q_{\text{к}}P_{\text{к}}$. Исходя из равенства потерь напряжения до и после компенсации, можно записать

$$PR + QX = P_{\text{к}}R + Q_{\text{к}}X.$$

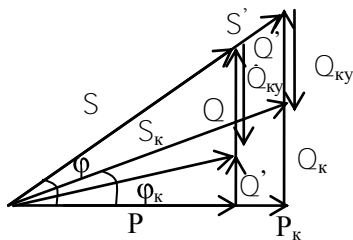


Рис. 5.9. Векторная диаграмма для определения мощности компенсирующего устройства

Из диаграммы рис. 5.9 следует

$$Q = P \operatorname{tg} \varphi;$$

$$Q_{\text{к}} = Q' - Q_{\text{кy}} = P_{\text{к}} \operatorname{tg} \varphi - Q_{\text{кy}}.$$

Тогда

$$PR + PX \operatorname{tg}\varphi = P_{\kappa}R + P_{\kappa}X \operatorname{tg}\varphi - Q_{\text{кy}}X.$$

Отсюда активная мощность, которую можно передать при установке устройства поперечной компенсации мощностью $Q_{\text{кy}}$:

$$P_{\kappa} = P + \frac{Q_{\text{кy}}X}{R + X \operatorname{tg}\varphi} = P + \frac{Q_{\text{кy}}}{\frac{R}{X} + \operatorname{tg}\varphi}.$$

Если требуется повысить предел передаваемой мощности, ограничиваемый допустимой потерей напряжения с P до P_{κ} , то необходимая мощность компенсирующего устройства

$$Q_{\text{кy}} = (P_{\kappa} - P) \left(\frac{R}{X} + \operatorname{tg}\varphi \right). \quad (5.8)$$

6. *Применение устройств продольной компенсации.* Как известно, устройства продольной (последовательной) компенсации выполняются в виде конденсаторных батарей, которые включаются в рассечку линий электропередач.

Если при заданном сечении проводов пропускная способность ограничивается допустимой потерей напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$, то ее можно повысить включением устройства продольной компенсации, которое позволяет уменьшить потерю напряжения. При исходной предельной мощности P можно записать

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{PR + QX}{U} = P \frac{R + X \operatorname{tg}\varphi}{U}.$$

Отсюда

$$P = \frac{\Delta U_{\text{доп}} U}{R + X \operatorname{tg}\varphi}.$$

Если после включения устройства продольной компенсации и увеличения передаваемой активной мощности $\cos\varphi$ остается прежним, то новое максимальное значение передаваемой мощности

$$P_c = \frac{\Delta U_{\text{доп}} U}{R + X(1 - k_c) \operatorname{tg} \varphi},$$

где k_c – степень продольной компенсации, определяемая отношением емкостного сопротивления конденсаторов к индуктивному сопротивлению линии:

$$k_c = x_c / X.$$

Относительное увеличение пропускной способности за счет устройства продольной компенсации составит

$$\frac{P_c}{P} = \frac{R + X \operatorname{tg} \varphi}{R + X(1 - k_c) \operatorname{tg} \varphi}.$$

Таким образом, эффективность повышения пропускной способности зависит от параметров линии R и X , коэффициента мощности и степени продольной компенсации.

Максимальная передаваемая мощность по условию допустимой потери напряжения при установке устройства продольной компенсации выразится формулой

$$P_c = P \frac{R + X \operatorname{tg} \varphi}{R + X(1 - k_c) \operatorname{tg} \varphi}. \quad (5.9)$$

При полной компенсации индуктивного сопротивления линии ($k_c = 1$)

$$P_c = P \left(1 + \frac{X}{R} \operatorname{tg} \varphi \right). \quad (5.10)$$

Принципиально возможна и перекомпенсация индуктивного сопротивления линии ($k_c > 1$).

Из формул (5.9) и (5.10) видно, что продольная компенсации наиболее эффективна при больших отношениях X/R и малых значениях коэффициента мощности $\cos \varphi$.

Если требуется повысить пропускную способность с P до P_c , то из формулы (5.9) после преобразований можно получить необходимую степень компенсации индуктивного сопротивления линии:

$$k_c = \left(1 - \frac{P}{P_c}\right) \left(1 + \frac{R}{X \operatorname{tg} \varphi}\right). \quad (5.11)$$

7. Увеличение числа параллельных линий.
 8. Применение глубоких вводов.
 9. Сооружение дополнительных питающих подстанций.
- Специальные пояснения по пп. 7, 8, 9 не требуются.

5.6. Подход к выбору устройств для управления потоками мощности в неоднородных электрических сетях

Неоднородность электрических сетей, характеризующаяся различным отношением X_i/R_i на участках, как известно, связана с применением большого диапазона сечений проводов на линиях и наличием в контурах трансформаторов связи сетей различных номинальных напряжений от 750 до 110 кВ. В неоднородных замкнутых сетях возникает уравнивательная мощность, вызывающая увеличение потерь активной мощности и энергии. В результате появления дополнительных токов снижается пропускная способность сети. Активная и реактивная уравнивательные мощности зависят от параметров сети и для одного контура определяются выражениями [10]

$$P_y = \frac{R_k \sum_{i=1}^n Q_i X_i - X_k \sum_{i=1}^n Q_i R_i}{Z_k^2};$$

$$Q_y = \frac{R_k \sum_{i=1}^n P_i X_i - X_k \sum_{i=1}^n P_i R_i}{Z_k^2},$$

где P_i , Q_i – нагрузки i -го узла;

R_i , X_i – сопротивления ветвей от узла i до балансирующего узла при обходе контура по направлению уравнивающей мощности;

Z_k – суммарное сопротивление всех ветвей контура;

n – число узлов в контуре без балансирующего.

Известны различные пути компенсации возникающей уравнивающей мощности: частичное размыкание сети; настройка сети на однородную, заключающаяся в соответствующем изменении параметров отдельных участков сети; введение в контуры ЭДС для создания принудительной уравнивающей мощности, направленной навстречу уравнивающей мощности, вызванной неоднородностью сети. В последнем случае принудительная уравнивающая мощность должна быть

$$\underline{S}_{y,п} = \underline{S}_e - \underline{S}_g. \quad (5.2)$$

Здесь естественная мощность и экономичная мощность, соответствующая минимуму потерь активной мощности в контуре на участке сети, примыкающем к балансирующему узлу, вычисляются по формулам

$$\underline{S}_e = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i Z_i}{Z_k},$$

$$\underline{S}_g = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i R_i}{R_k}.$$

Экономическая ЭДС, которая должна быть введена в контур для создания принудительной уравнивающей мощности $\underline{S}_{y,п}$ [10]:

$$\underline{E}_3 = E_3' + jE_3'' = \frac{S_{y.п} \underline{Z}_к}{U} = \frac{(P_{y.п} + jQ_{y.п})(R_к + jX_к)}{U}$$

Раздельно для продольной и поперечной ЭДС получим

$$E_3' = \frac{P_{y.п} R_к - Q_{y.п} X_к}{U}, \quad E_3'' = \frac{P_{y.п} X_к + Q_{y.п} R_к}{U}. \quad (5.13)$$

Продольная ЭДС, как известно, может быть создана с помощью устройств регулирования напряжения под нагрузкой на обычных трансформаторах и автотрансформаторах. Для создания поперечной ЭДС необходимы специальные трансформаторы поперечного (или продольно-поперечного) регулирования.

Подробный анализ возможных вариантов установки трансформаторов поперечного регулирования в замкнутой электрической се-ти дан в [21]. Конкретный выбор числа и мест установки трансформаторов поперечного регулирования в замкнутой сети с многими контурами и несколькими номинальными напряжениями представляет собой достаточно сложную задачу проектирования. Рассмотрим один из возможных алгоритмов решения данной задачи:

1) на основании расчетов режимов сети определяют естественное и экономичное распределение мощностей при номинальных коэффициентах трансформации трансформаторов связи;

2) по формуле (5.12) находят требуемые принудительные уравнительные мощности в независимых контурах;

3) по формулам (5.13) находят параметры устройств продольно-поперечного регулирования для каждого независимого контура, при этом установку этих устройств предусматривают в цепях трансформаторов связи [21];

4) в каждый контур вводят поочередно устройства продольно-поперечного (поперечного) регулирования и определяют экономическую эффективность их установки. При этом для создания продольной ЭДС максимально используют возможности устройств регулирования напряжения под нагрузкой трансформаторов связи. Установка дополнительного устройства экономически целесообразна, если выполняется условие (2.41):

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \frac{З_{эт} - И_{у.п.р}t - К_{у.п.р}t}{(1 + E)^t} > 0, \quad (5.14)$$

где $З_{эт}$ – доход, характеризующийся эффектом от снижения потерь электроэнергии в сети в год t ;

$И_{у.п.р}t$, $К_{у.п.р}t$ – годовые издержки и капитальные затраты на дополнительное устройство поперечного регулирования в год t ;

5) к установке принимают устройство поперечного регулирования, дающее наибольшее значение:

$$\text{ЧДД} = \max;$$

6) расчеты по пп. 1–5 с учетом ранее выбранных устройств поперечного регулирования повторяют до тех пор, пока соблюдается условие (5.14);

7) находят срок окупаемости каждого из дополнительных устройств поперечного регулирования и в зависимости от его численного значения принимают решение о целесообразности применения данного устройства.

В связи с тем, что наибольшее снижение потерь мощности может иметь место как в режиме наибольших нагрузок, так и в других режимах энергосистемы, параметры устройств поперечного регулирования приходится выбирать на основе анализа ряда характерных режимов и их продолжительности. Учет динамики нагрузок и схемы сети во времени также создает дополнительные затруднения при выборе рациональных мест установки и параметров устройств поперечного регулирования.

5.7. Принципы размещения секционирующих устройств в распределительных электрических сетях

Под *секционирующими устройствами* понимают различные коммутационные аппараты (разъединители, выключатели нагрузки, выключатели и т.п.), устанавливаемые в сети и обеспечивающие при необходимости возможность отключения только ее части. Если секционирующее устройство выполнено неавтоматическим, то его можно использовать лишь для проведения ремонтных работ

участков сети, расположенных за ним. Наибольший эффект от установки секционирующих устройств достигается при возможности их автоматического отключения в случае возникновения повреждения на участках сети за ними. В этом случае оставшаяся часть сети остается в работе без нарушения электроснабжения потребителей. При этом эффект от установки автоматических секционирующих устройств достигается за счет снижения ущербов от перерывов в электроснабжении потребителей.

Задача размещения секционирующих устройств заключается в выборе:

- количества и мест их установки в проектируемой сети;
- времени их введения в схему сети с учетом динамики нагрузок и параметров сети.

Рассмотрим методику выбора секционирующих устройств, основанную на сопоставлении затрат, связанных с их установкой, и ущербов от перерывов в электроснабжении потребителей [20].

Секционирующие устройства целесообразно применить в сети, если выполняется условие

$$U - U_n > 3_n \quad (5.15)$$

где U и U_n – ущерб от перерывов в электроснабжении в сети без секционирующих устройств и с n секционирующими устройствами;

3_n – приведенные затраты в n секционирующих устройств.

При одинаковых n секционирующих устройствах затраты

$$3_n = p n K_1,$$

где p – отчисления по банковскому проценту на ссуду на амортизацию и текущий ремонт;

K_1 – капитальные затраты на одно секционирующее устройство.

Отсюда видно, что затраты 3_n прямо пропорциональны количеству секционирующих устройств.

Для определения эффекта от снижения ущерба рассмотрим сначала простейшую распределительную сеть, состоящую из головного участка с последующим разветвлением на два направления (рис. 5.10, а).

При отсутствии секционирующих устройств ущерб от перерывов в электроснабжении можно выразить так:

$$Y = k_B \epsilon_{ав} \alpha PL,$$

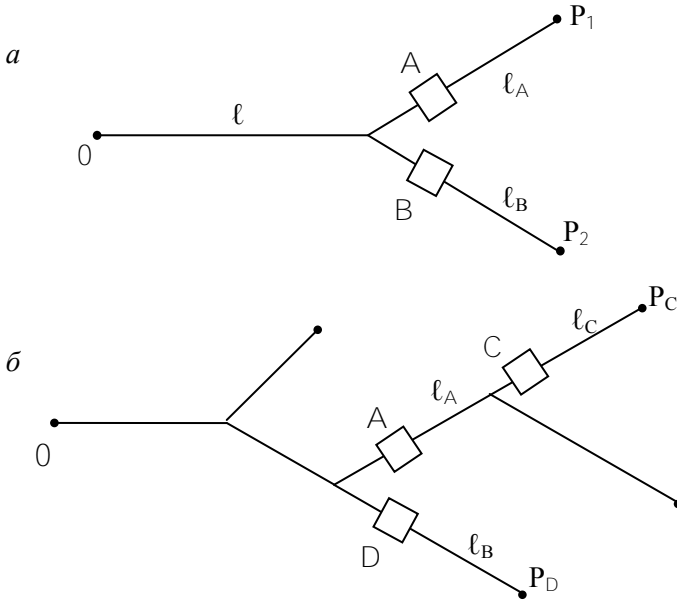
где k_B – коэффициент вынужденного простоя, 1/км;

$\epsilon_{ав}$ – отключенная нагрузка потребителей в долях от общей нагрузки, для нерезервируемой сети $\epsilon_{ав} = 1$;

α – удельный ущерб от аварийных ограничений мощности, у.д.е./кВт;

$P = P_1 + P_2$ – суммарная нагрузка сети, кВт;

$L = l + l_A + l_B$ – суммарная длина сети, км.



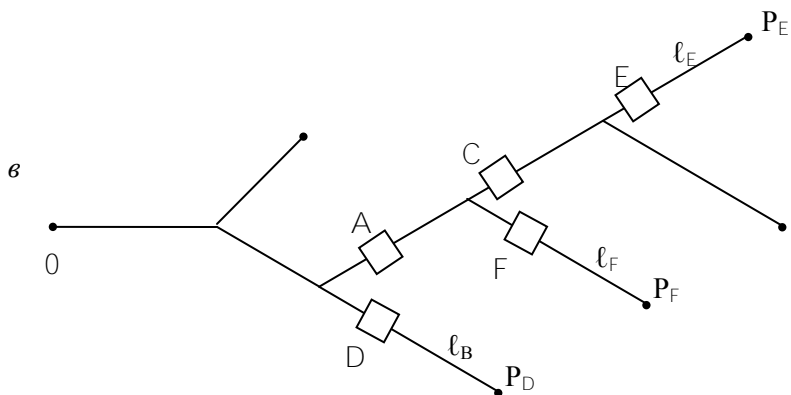


Рис. 5.10. Варианты поочередного выбора секционирующих устройств:
 а – одного; б – двух; в – трех

Значение k_B определяется по формуле

$$k_B = \omega_B T_B,$$

где ω_B – частота отказов, $\frac{\text{отказ}}{\text{год} \cdot \text{км}}$;

T_B – время восстановления повреждения при аварийном ремонте, $\frac{\text{год}}{\text{отказ}}$.

Значения ω_B , T_B , α для всех участков сети можно принять одинаковыми. Тогда ущерб

$$Y = kPL,$$

где

$$k = \omega_B T_B \varepsilon_{ав} \alpha.$$

Если в сети по рис. 5.10, а требуется установить одно секционирующее устройство, то возможны два варианта – в точке А или в точке В. При этом ущерб соответственно определится в виде

$$\begin{aligned}
 Y_A &= k[P_1 l_A + P(L - l_A)]; \\
 Y_B &= k[P_2 l_B + P(L - l_B)].
 \end{aligned}$$

Перепишем выражения так:

$$\left. \begin{aligned}
 Y_A &= k[PL + l_A(P_A - P)]; \\
 Y_B &= k[Pl + l_B(P_B - P)].
 \end{aligned} \right\}$$

где $P_A = P_1$ и $P_B = P_2$ – мощности, подключенные соответственно за точками A и B .

Тогда точка подключения секционирующего устройства, соответствующая минимуму ущерба, определится из выражения

$$l_A(P_A - P) = l_B(P_B - P).$$

Если головной участок разветвляется на большее число направлений чем два, то наиболее выгодное место установки секционирующего устройства определится по критерию:

$$l_R(P_R - P) = \min,$$

где l_R – отсекаемая длина сети;

P_R – нагрузка сети на участке с длиной l_R .

Рассмотрим теперь случай, когда с учетом уже выбранного первого секционирующего устройства в точке A необходимо установить второе (рис. 5.10, б). Принципиально отличными для этого являются точка C на последовательном участке сети и точка D на параллельном участке относительно точки A .

При установке секционирующих устройств в этих точках выражения для ущербов будут иметь вид

$$\begin{aligned}
 Y_C &= k[P_C l_C + P_A(l_A - l_C) + P(L - l_A)]; \\
 Y_D &= k[P_D l_D + P_A l_A + P(L - l_A - l_D)]
 \end{aligned}$$

или

$$\left. \begin{aligned}
 Y_C &= k[P_A l_A + P(L - l_A) + l_C(P_C - P_A)]; \\
 Y_D &= k[P_A l_A + P(L - l_A) + l_D(P_D - P)].
 \end{aligned} \right\} \quad (5.16)$$

где l_C, l_D, l_A – длина сети соответственно за точками C, D, A ;

P_C, P_D, P_A – мощности нагрузок соответственно за точками C, D, A .

Из формул (5.16) следует, что для нахождения наилучшего места установки второго секционирующего устройства необходимо сделать сравнение

$$l_C(P_C - P_A) \quad l_D(P_D - P)$$

и выбрать наименьшее значение.

Здесь левая часть выражения соответствует последовательному включению второго секционирующего устройства с первым, а правая – параллельному включению.

Аналогичным образом можно получить выражения для нахождения целесообразного места установки третьего секционирующего устройства (см. рис. 5.10, в). Здесь точка E характерна тем, что расположена последовательно с точками C и A , точка F – параллельно с точками C, E и последовательно с A , а точка D – параллельно с точками A, C, F, E . Соответственно для выбора третьего секционирующего устройства в точках E, F или D можно записать

$$Y_{\min} = \min\{l_E(P_E - P_C); l_F(P_F - P_A); l_D(P_D - P)\},$$

где l_E, l_F, l_D – длина сети соответственно за точками E, F, D ;

P_E, P_F, P_D, P_A – мощности нагрузок соответственно за точками E, F, D, A .

На основании рассмотренных случаев можно сформулировать следующее общее правило [20]: при определении места расположения очередного i -го секционирующего устройства ущерб по всей схеме пропорционален длине l_i участка сети, отделяемого данным секционирующим устройством, умноженной на разность мощностей потребителей за данной точкой P_i и за ближайшим от расчетной точки секционирующим устройством P_{i-1} , расположенным в направлении к центру питания. Это правило позволяет сделать целенаправленным перебор возможных вариантов установки секционирующих устройств и сократить время для расчетов.

Тогда критерий рационального размещения очередного секционирующего устройства можно записать в виде

$$C_i = I_i(P_i - P_{i-1}) = \min. \quad (5.17)$$

Очевидно, что с увеличением количества секционирующих устройств эффект от их установки $\delta Y = Y - Y_n$ (формула (5.15)) будет снижаться (рис. 5.11). Точка пересечения линий δY и Z_n соответствует предельному целесообразному количеству n секционирующих устройств в данной сети.

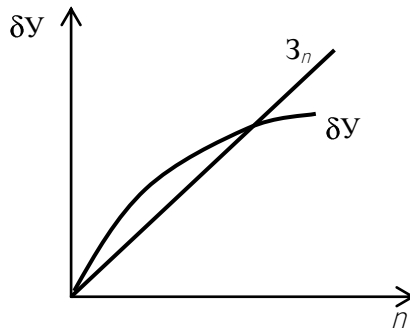


Рис. 5.11. Зависимости снижения ущерба от перерыва электроснабжения и затрат на секционирующие устройства от их количества

5.8. Многокритериальная оценка экологических характеристик воздушных линий электропередачи

При проектировании воздушных линий (ВЛ) электропередачи важно выбрать их принципиальное конструктивное исполнение, которое влияет на первичные электрические параметры и, как следствие, на пропускную способность, надежность, удобство обслуживания и др. Одним из существенных факторов при выборе конструкции ВЛ является их воздействие на окружающую среду, к которому относится [21, 16]:

- изъятие земли под опоры ВЛ для постоянного пользования;
- изъятие полосы земельных участков по трассе ВЛ во временное пользование на период ее строительства;
- изъятие пространства (площади поперечного сечения линии) из пользования для других целей;

- выделение охранных зон вдоль ВЛ с ограничением в них хозяйственной деятельности;
- вырубка просек в лесных массивах по трассе ВЛ;
- загромождение поля зрения, воздействие пейзажа на зрительное восприятие;
- воздействие на живые организмы электрического поля вблизи ВЛ;
- возникновение акустических шумов;
- возникновение помех теле- и радиоприема, влияние на работу средств связи;
- загрязнение окружающей среды продуктами электрохимического растворения материалов и электродов рабочих заземлителей электропередач постоянного тока, воздействие их теплового и электромагнитного полей на живые организмы, иссушение грунта при работе заземлителей, возникновение электрокоррозии подземных сооружений;
- выделение озона и окислов азота при коронировании проводов;
- выбросы вредных веществ на тепловых электростанциях вследствие необходимости выработки дополнительного количества электроэнергии, идущего на покрытие потерь в элементах электропередачи.

Проблема оценки экологических характеристик воздушных линий электропередачи заключается в следующем:

- не все факторы, вызывающие ущерб от воздействия линий электропередачи на компоненты окружающей среды, поддаются количественному описанию, а следовательно, и количественному учету;
- многие факторы воздействия линий на окружающую среду имеют вероятностный характер, а их количественная оценка связана с неопределенностью исходной информации;
- при значительном количестве факторов воздействия для обобщенной оценки экологических характеристик необходим многокритериальный подход.

Рассмотрим методический подход к решению многокритериальной задачи при оценке экологических характеристик воздушных линий электропередачи, учитывающий факторы, поддающиеся количественному (аналитическому или эмпирическому) описанию. Изложение подхода осуществим

одновременно с конкретными примерами сравнения экологических характеристик линий электропередачи различного исполнения.

Для иллюстраций методического подхода при многокритериальной оценке экологических характеристик ВЛ выберем ВЛ напряжением 750 кВ традиционной конструкции (рис. 5.12), компактную одноцепную линию напряжением 500 кВ с нетрадиционной конструкцией расщепленных фаз (рис. 5.13) и управляемую линию напряжением 330 кВ с нетрадиционной конфигурацией расщепленных фаз (рис. 5.14).

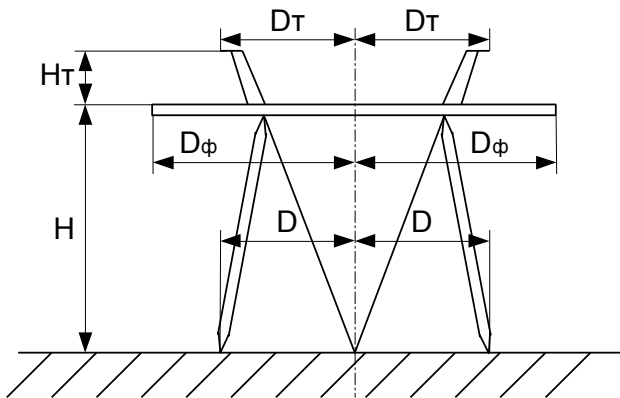


Рис. 5.12. Конструкция промежуточной опоры на оттяжках воздушной линии 750 кВ

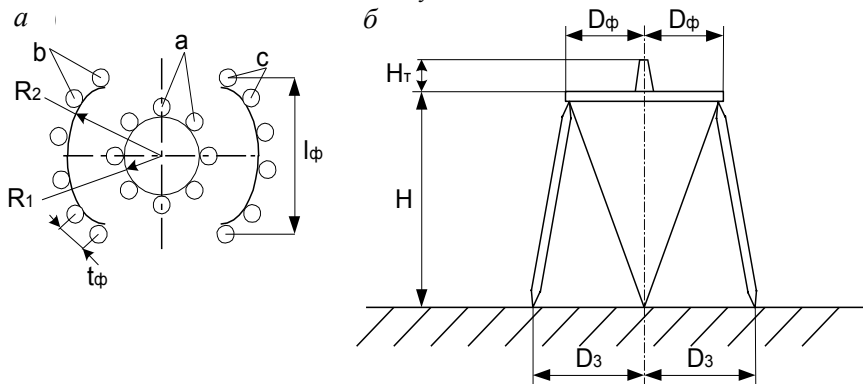


Рис. 5.13. Конструкция фазы (а) и опоры (б) коаксиальной

двухсегментовой линии

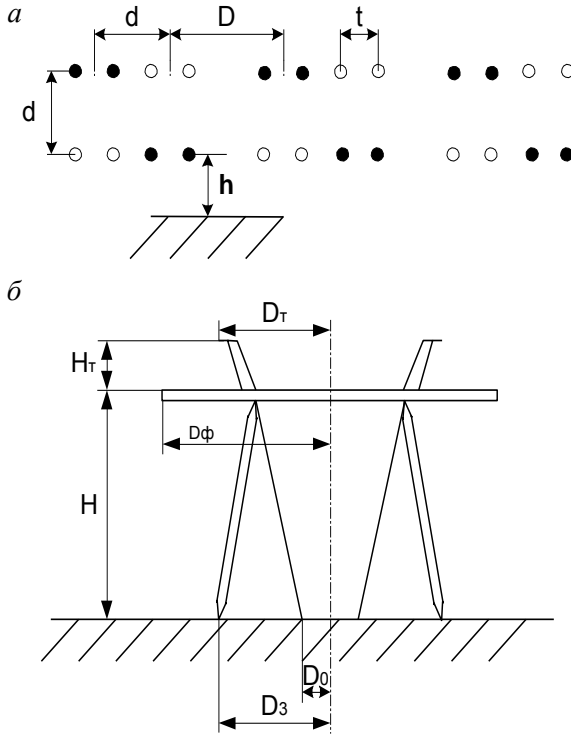


Рис. 5.14. Конструкция фазы (а) и опоры (б) трехконтурной двухцепной ВЛ

Факторы влияния ВЛ на окружающую среду, поддающиеся количественному описанию, в многокритериальной задаче могут выступать в качестве локальных критериев. Их характеристика дана в табл. 5.3.

Таблица 5.3

Локальные критерии для оценки экологических характеристик линий электропередачи

Фактор влияния	Название критерия	Обозначение критерия
----------------	-------------------	----------------------

Электрическое поле	Напряженность электрического поля на уровне 1,8 м от поверхности земли	$e_1(X) = E_3(X) \rightarrow \min$
	Стекающий ток	$e_2(X) = I_{CT}(X) \rightarrow \min$
	Плотность тока, индуцированного в теле человека электрическим полем	$e_3(X) = J_E(X) \rightarrow \min$
Магнитное поле	Напряженность магнитного поля под линией	$e_4(X) = H(X) \rightarrow \min$
	Плотность тока, наведенного в теле человека магнитным полем	$e_5(X) = J_B(X) \rightarrow \min$
Отчуждение земли	Площадь, отводимая под опоры ВЛ, приходящаяся на 1 км линии	$e_6(X) = S_{ya}(X) \rightarrow \min$
	Ширина защитной зоны c	$e_7(X) = Ш_3(X) \rightarrow \min$
	Ширина просеки вдоль трасы линии	$e_8(X) = A(X) \rightarrow \min$
Акустические шумы	Уровень шума	$e_9(X) = Ш(X) \rightarrow \min$
Радиопомехи	Максимальная напряженность электрического поля на поверхности провода	$e_{10}(X) = E_{\max}(X) \rightarrow \min$ или $E_{\text{доп}} = E_{\max} \rightarrow \max$
Выбросы вредных веществ в атмосферу	Ущерб от выбросов вредных веществ в атмосферу	$e_{11}(X) = Y(X) \rightarrow \min$
Эстетическое воздействие линий	Отклонение коэффициента эстетичности	$e_{12}(X) = \Delta K_{\text{эст}}(X) \rightarrow \min$
Отчуждение воздушного пространства воздушного пространства	Удельная ширина защитной зоны	$e_{13}(X) = Ш_{3-уд}(X) \rightarrow \min$
	Удельная площадь поперечного сечения линии	$e_{14}(X) = F_{\text{ВЛ,уд}}(X) \rightarrow \min$

Соотношения для вычисления количественных значений каждого из локальных критериев приведены в [16]. На первой стадии решения многокритериальной задачи для каждой стратегии (варианта ВЛ) должны быть определены локальные критерии в соответствии с заданными геометрическими размерами, приведенными на рис. 5.12–5.14,

а также радиусами проводов. Далее формируется платежная матрица локальных критериев, строками которой являются значения локальных критериев для данной стратегии, а столбцами – значения данного локального критерия для всех рассматриваемых стратегий.

Многокритериальная задача в общем виде формируется в соответствии с формулами (2.24) и (2.25):

$$E = E(A, X) \rightarrow \max,$$

$$g_j = g_j(C_j, X) \geq b_j, i \in \overline{1, m}, \quad (5.18)$$

где $X = (x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_N)$ – вектор стратегий (вариантов исполнения ВЛ);

$E = (e_1, e_2, \dots, e_{14})$ – вектор локальных критериев.

Выражение (5.18) характеризует возможные ограничения.

В задаче многокритериальной оценки экологических характеристик ВЛ в качестве стратегий, как уже отмечалось, выступают варианты исполнения ВЛ, а в качестве локальных критериев – параметры, приведенные в табл. 5.3 и поддающиеся количественному вычислению.

В соответствии с формулой (5.18) при решении многоцелевой задачи должны быть наложены ограничения, отражающие нормируемые предельно допустимые значения некоторых параметров:

$$\left. \begin{aligned} E_3 &\leq E_{3, \text{доп}'} \\ I_{\text{ст}} &\leq I_{\text{ст, доп}'} \\ Ш &\leq Ш_{\text{доп}'} \\ E_{\text{max}} &\leq E_{\text{доп}'} \end{aligned} \right\}$$

Сформулируем особенности многокритериальной оценки экологического воздействия воздушных линий электропередачи:

1. Локальные критерии имеют различные размерности. Поэтому предварительно, до решения многокритериальной задачи, целесообразно выполнить нормализацию критериев (см. главу 2).

2. Все локальные критерии могут быть записаны в виде, требующем их минимизации (см. табл. 5.3), поэтому многокритериальная задача может решаться как задача минимизации.

Естественно, она также может быть преобразована в задачу максимизации (см. главу 2). Если критерий e_{10} (см. табл. 5.3) представлен как $e_{10} = E_{\text{доп}} - E_{\text{max}} \rightarrow \max$, то его преобразование в задачу минимизации или всех остальных критериев в задачу максимизации обязательно.

3. При оценке экологических характеристик ВЛ имеет место неопределенность части исходной информации и ее вероятностный характер, что в конечном счете должно учитываться при принятии решения.

4. Основная трудность в решении любой многокритериальной задачи заключается в выборе способа (совокупности способов) сведения ее к однокритериальной. Локальные критерии, описывающие экологические характеристики ВЛ, по важности явно не равноправны (не равнозначны). Так, стекающий ток или напряженность магнитного поля оказывают существенно меньшее экологическое воздействие, чем напряженность электрического поля на уровне земли и на поверхности провода. Поэтому при сведении многокритериальной задачи к однокритериальной должны быть выбраны принципы, пригодные для случая неравноправности локальных критериев. Проведенный анализ показал, что для рассматриваемой задачи экологического воздействия ВЛ целесообразно использовать следующие принципы сведения многокритериальной задачи к однокритериальной: последовательной уступки, весовых коэффициентов, экспертных оценок (см. главу 2).

Приведем пример решения задачи с использованием принципа экспертных оценок в сочетании с принципом весовых коэффициентов для трех стратегий (конструкций ВЛ, приведенных на рис. 5.12–5.14). Матрица нормализованных локальных критериев, преобразованных к задаче максимизации, приведена в виде табл. 5.4 [16].

Таблица 5.4

Матрица нормализованных локальных критериев вида $e_q \rightarrow \max$

Стратегия	Локальный критерий					
	$e_1 = E_3$	$e_2 = I_{ст}$	$e_3 = J_B$	$e_4 = H_{\Sigma}$	$e_5 = J_B$	$e_6 = S_{yo}$
1	2	3	4	5	6	7
X_1	9,038	9,035	9,091	8,91	8,97	8,87
X_2	8,62	8,62	8,64	8,715	8,718	9,83
X_3	9,621	9,62	9,636	9,715	9,718	8,86

Окончание табл. 5.4

Стратегия	Локальный критерий					
	$e_7 = Ш_3$	$e_8 = A$	$e_9 = Ш$	$e_{10} = E_{max}$	$e_{11} = У$	$e_{12} = \Delta K_{эсм}$
8	9	10	11	12	13	14
X_1	7,585	7,28	1,77	5,295	9,186	9,51
X_2	8,196	7,42	0,81	4,74	8,7	9,67
X_3	8,2	7,49	1,14	5,74	8,19	9,52

Пусть сформирована группа экспертов из трех человек, каждый из которых высказал свое мнение относительно весовых коэффициентов. В результате сформирована матрица весовых коэффициентов

$$\hat{\Lambda} = \begin{pmatrix} 0,0833 & 0,3 & 0,2 \\ 0,0833 & 0,01 & 0,02 \\ 0,0833 & 0,01 & 0,02 \\ 0,0833 & 0,06 & 0,04 \\ 0,0833 & 0,01 & 0,02 \\ 0,0833 & 0,07 & 0,09 \\ 0,0833 & 0,05 & 0,04 \\ 0,0833 & 0,05 & 0,04 \\ 0,0833 & 0,09 & 0,1 \\ 0,0833 & 0,2 & 0,2 \\ 0,0833 & 0,1 & 0,2 \\ 0,0833 & 0,05 & 0,03 \end{pmatrix}.$$

Средние значения весовых коэффициентов всех локальных критериев определим по формуле (2.39):

$$\lambda_q^* = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \lambda_{qn}.$$

Получим

$$\lambda_1 = \frac{1}{3}(0,0833 + 0,3 + 0,2) = 0,194;$$

$$\lambda_2 = \frac{1}{3}(0,0833 + 0,01 + 0,02) = 0,0378;$$

$$\lambda_3 = \frac{1}{3}(0,0833 + 0,01 + 0,02) = 0,0378;$$

$$\lambda_4 = \frac{1}{3}(0,0833 + 0,06 + 0,04) = 0,0611;$$

$$\lambda_5 = \frac{1}{3}(0,0833 + 0,01 + 0,02) = 0,0378;$$

$$\lambda_6 = \frac{1}{3}(0,0833 + 0,07 + 0,09) = 0,0811;$$

$$\lambda_9 = \frac{1}{3}(0,0833 + 0,09 + 0,1) = 0,0911;$$

$$\lambda_{10} = \frac{1}{3}(0,0833 + 0,2 + 0,2) = 0,1611;$$

$$\lambda_{11} = \frac{1}{3}(0,0833 + 0,1 + 0,2) = 0,128;$$

$$\lambda_{12} = \frac{1}{3}(0,0833 + 0,05 + 0,03) = 0,054.$$

Зная весовые коэффициенты, с использованием формулы (2.31) найдем предпочтительную стратегию по принципу весовых коэффициентов:

$$E_1(X_1) = 9,038 \cdot 0,194 + 9,035 \cdot 0,0378 + 9,091 \cdot 0,0378 + 8,91 \times \\ \times 0,0611 + 8,97 \cdot 0,0378 + 8,87 \cdot 0,0811 + 7,585 \cdot 0,058 + 7,28 \cdot 0,058 + \\ + 1,77 \cdot 0,0911 + 5,295 \cdot 0,1611 + 9,186 \cdot 0,128 + 9,51 \cdot 0,054 = 7,61;$$

$$E_2(X_2) = 8,62 \cdot 0,194 + 8,62 \cdot 0,0378 + 8,64 \cdot 0,0378 + 8,715 \cdot 0,0611 + \\ + 8,718 \cdot 0,0378 + 9,8 \cdot 0,0811 + 8,136 \cdot 0,058 + 7,42 \cdot 0,058 + 0,81 \times \\ \times 0,0911 + 4,74 \cdot 0,1611 + 8,7 \cdot 0,128 + 9,67 \cdot 0,054 = 7,357;$$

$$E_3(X_3) = 9,621 \cdot 0,194 + 9,62 \cdot 0,0378 + 9,636 \cdot 0,0378 + 9,715 \times \\ \times 0,0611 + 9,718 \cdot 0,0378 + 8,86 \cdot 0,0811 + 8,2 \cdot 0,058 + 7,49 \cdot 0,058 + \\ + 1,14 \cdot 0,0911 + 5,74 \cdot 0,1611 + 8,19 \cdot 0,128 + 9,5 \cdot 0,054 = 7,77.$$

$$E(X) = \max_j \{7,61; 7,357; 7,77\} = 7,77.$$

Отсюда следует, что по данному принципу при заданных значениях весовых коэффициентов наиболее предпочтительной является стратегия X_3 .

Очевидно, что рекомендации о предпочтительных стратегиях будут изменяться в зависимости от принятых весовых коэффициентов локальных критериев и экспертных оценок по весовым коэффициентам.

5.9. Многокритериальный подход к выбору конструктивного исполнения воздушных линий электропередачи

При проектировании линий электропередачи определенного назначения в распоряжении проектировщика обычно имеется ряд альтернативных вариантов их конструктивного исполнения. Так,

напри-мер, линия может быть выполнена одно-, двух- или многоцелевой, двумя и более цепями на отдельных опорах. Техническое решение возможно традиционным или компактным исполнением. При традиционном исполнении одноцепной линии провода фаз располагают горизонтально или в углах треугольника (соответственно на опорах порталного или башенного типа). На традиционных двухцепных линиях провода фаз могут быть расположены прямой «елкой», обратной «елкой», «бочкой». В случае использования многоцепных опор появляется еще больше вариантов расположения проводов отдельных цепей на опоре. Могут использоваться металлические или железобетонные опоры, возможно применение нерасщепленных и расщепленных фаз. Один из вариантов – применение линий с резервной фазой.

При компактном исполнении одноцепная линия может быть со сближенными проводами только в пролете или как в пролете, так и на опорах, например, на опорах охватывающего типа с горизонтальной подвеской проводов, с приподнятой или опущенной средней фазой, с нетрадиционной конфигурацией расщепленных фаз (плоской, параболической, сегментной, коаксиальной и др.). Еще больше вариантов появляется для двух- и многоцепных компактных линий, в том числе для линий с фазовым сдвигом: с нерасщепленными и расщепленными традиционным способом фазами, модификациями коаксиальных фаз, плоскими фазами, модификациями трехконтурного расположения фаз с размещением проводов разных фаз на одном контуре и др. [21].

Все эти варианты исполнения линий имеют различные экономические и технические характеристики. К экономическим характеристикам, влияющим на выбор соответствующей конструкции линии, можно отнести капитальные затраты, годовые издержки на эксплуатацию линии, включающие стоимость потерь электроэнергии в ней, ущерб в системе и у потребителей от аварийных и плановых отключений, затраты на сосредоточенные компенсирующие устройства для покрытия потерь реактивной мощности. К техническим характеристикам линий относятся пропускная способность по нагреву, зависящая от суммарного сечения проводов фазы и числа проводов в фазе, натуральная мощность, характеризующая предел линии [21], потери

электроэнергии, коэффициенты вынужденного и планового простоя, зарядная мощность линии и возможности ее регулирования, совокупность экологических характеристик или обобщенная экологическая характеристика, определяемая с помощью весовых коэффициентов по методике, приведенной в параграфе 5.8.

Конечно, выбор рационального варианта линии можно осуществить на основе какого-то одного экономического критерия, представляя ряд технических характеристик в виде соответствующих ограничений. Однако даже в пределах этих ограничений свойства линии по каждому из вариантов отличаются, что не будет учтено. Кроме того, ряд показателей при использовании только одного экономического критерия носит достаточно неопределенный характер. К таким показателям относятся стоимость 1 кВт·ч потерянной энергии, удельные ущербы от перерывов электроснабжения и др. Некоторые технические характеристики вообще не поддаются экономической оценке, но важны при функционировании линии.

В этих условиях может оказаться полезным многокритериальный подход к выбору рациональной конструкции линии электропередачи, при котором неопределенные экономические показатели заменяются техническими и дополнительно вводятся технические показатели, экономическая оценка которых затруднительна. В качестве множества стратегий X принятия решений будут выступать намеченные варианты конструктивного исполнения линии, которые могут существенно отличаться (см., например, рис. 5.12–5.14). За локальные критерии могут быть приняты:

- капитальные затраты $e_1(X) = K(X) \rightarrow \min$;
- годовые потери электроэнергии $e_2(X) = \Delta W(X) \rightarrow \min$;
- коэффициент вынужденного простоя $e_3(X) = k_B(X) \rightarrow \min$;
- коэффициент планового простоя $e_4(X) = k_{пл}(X) \rightarrow \min$;
- пропускная способность по нагреву проводов $e_5(X) = P_H(X) \rightarrow \max$;
- натуральная мощность $e_5(X) = P_{нат}(X) \rightarrow \max$;
- наибольшая зарядная мощность линии $e_6(X) = Q_B(X) \rightarrow \max$;

– возможное режимное изменение зарядной мощности $e_7(X) = \delta Q_B(X) \rightarrow \max$;

– обобщенная экологическая характеристика $e_8(X) = \Xi(X) \rightarrow \min$.

Вместо обобщенной экологической характеристики для расчетов могут быть взяты все или часть из конкретных локальных экологических критериев, описанных в параграфе 5.8 и представляющихся проектировщику наиболее важными.

В случае необходимости в задачу вводятся дополнительные ограничения на искомые параметры.

При такой формулировке задача выбора рационального конструктивного исполнения ВЛ записывается в виде (2.35) и решается как многокритериальная с помощью приемов, описанных в главе 2.

5.10. Понятие о технико-экономическом анализе электрических сетей на основе теории подобия

Авторами [44] разработан метод технико-экономического анализа, основанный на обобщающих методах теории подобия и названный ими *критериальным анализом*. Этот метод может быть применен для решения широкого круга задач электрических систем. Так, с его помощью предложены решения задач экономически обоснованного выбора сечений проводов и номинального напряжения линий, компенсирующих устройств, параметров системы электроснабжения города, мощности пиковых электростанций, параметров электрической сети с учетом надежности электроснабжения, параметров сверхпроводящих кабелей и др.

В самом общем случае целевая функция, в качестве которой принимаются приведенные затраты, формулируется в рамках метода геометрического программирования (см. параграф 2.3):

$$Z = Z_0 + \sum_{i=1}^m A_i \prod_{j=1}^n X_j^{\alpha_{ij}},$$

где Z_0 – постоянная составляющая затрат;

A_j – обобщенная константа;
 x_j – оптимизируемый параметр;
 α_{ij} – показатель степени;
 n – число оптимизируемых параметров;
 m – число слагаемых.

Критериальный метод позволяет решать следующие задачи [44]:

– определение *экономических значений* оптимизируемых параметров и *экономических приведенных затрат* при каких-либо известных исходных данных;

– определение технико-экономической *соразмерности* отдельных составляющих приведенных затрат, т.е. определение некоторой доли каждого слагаемого уравнения приведенных затрат;

– исследование решения на *экономическую устойчивость*, т.е. определение приращения приведенных затрат при отклонении оптимизируемых параметров от экономических;

– исследование *чувствительности* уравнения приведенных затрат, т.е. определение приращения приведенных затрат при совместном изменении совокупности исходных данных в каких-то пределах.

Как уже отмечалось в главе 2, при решении технико-экономических задач исходная информация часто бывает неточной или неопределенной. Данная ситуация, в частности, обычно возникает при разработке нового оборудования, когда еще не ясны технические и стоимостные показатели. При этом приходится исследовать влияние погрешности исходных данных на значения экономических параметров экономического варианта рассматриваемого объекта.

Рассмотрим идеи и методологический подход к применению критериального анализа на простейшем примере новых разработок системы электропередачи переменного тока со сверхпроводящими элементами [45]. Для сверхпроводящей системы электропередачи, содержащей генератор со сверхпроводящей обмоткой возбуждения, трансформаторы по концам электропередачи с одной сверхпроводящей обмоткой, сверхпроводящую линию электропередачи и сверхпроводящие выключатели, установленные по концам линии, получены соответствующие обобщенные выражения приведенных затрат [46]:

$$\begin{aligned} Z_{\Gamma} &= A_{0\Gamma} + A_{1\Gamma}S; \\ Z_{\Gamma} &= A_{0\Gamma} + A_{1\Gamma}S + A_{2\Gamma}S^2; \\ Z_{\text{Л}} &= A_{0\text{Л}} + A_{1\text{Л}}S + A_{2\text{Л}}S^2; \\ Z_{\text{В}} &= A_{0\text{В}} + A_{1\text{В}}S + A_{2\text{В}}S^2, \end{aligned}$$

где S – расчетная мощность электропередачи;

A – обобщенные константы при выбранных исходных данных.

Общие приведенные затраты в систему электропередачи

$$Z = Z_{\Gamma} + Z_{\text{Л}} + Z_{\text{В}} + Z_{\text{Л}}.$$

Подставив сюда значения отдельных составляющих и разделив на расчетную мощность, для системы электропередачи получим

$$z = A_1 + A_2S + A_0S^1, \quad (5.19)$$

где $A_1 = A_{1\Gamma} + 2A_{1\text{Л}} + 2A_{1\text{В}} + A_{1\text{Л}}$;

$$A_2 = 2A_{2\Gamma} + 2A_{2\text{В}} + A_{2\text{Л}};$$

$$A_0 = A_{0\Gamma} + 2A_{0\text{Л}} + 2A_{0\text{В}} + A_{0\text{Л}}.$$

Экономическое значение расчетной мощности получим из выражения $\frac{\partial z}{\partial S} = 0$:

$$A_2 - \frac{A_0}{S^2} = 0, \quad S_3 = \sqrt{\frac{A_0}{A_2}}. \quad (5.20)$$

Отсюда видно, что постоянная A_1 не влияет на экономическое решение. Тогда оптимальное значение переменной части затрат (5.19)

$$z_{\text{эпер}} = z - A_1 = A_2 \sqrt{\frac{A_0}{A_2}} + A_0 \sqrt{\frac{A_2}{A_0}} = 2\sqrt{A_0 A_2}. \quad (5.21)$$

Перепишем уравнение (5.19) в виде

$$z_{\text{пер}} = z - A_1 = A_2 S + A_0 S^1. \quad (5.22)$$

Разделим и левую и правую части уравнения на $z_{\text{пер}}$:

$$1 = \frac{A_2 S}{z_{\text{пер}}} + \frac{A_0}{z_{\text{пер}} S} = \pi_1 + \pi_2,$$

где π_1 и π_2 – критерии подобия.

Следовательно, для расчетной мощности S_3 критерии подобия, соответствующие минимальным удельным приведенным затратам $z_{3\text{ пер}}$, будут находиться в соотношении

$$\pi_{13} + \pi_{23} = 1.$$

Вычислим их:

$$\pi_{13} = \frac{A_2 S_3}{z_{3\text{ пер}}} = \frac{A_2 \sqrt{\frac{A_0}{A_2}}}{2\sqrt{A_0 A_2}} = 0,5; \quad (5.23)$$

$$\pi_{23} = \frac{A_0}{z_{3\text{ пер}} S_3} = \frac{A_0}{2\sqrt{A_0 A_2} \sqrt{\frac{A_0}{A_2}}} = 0,5. \quad (5.24)$$

Таким образом для любых вариантов исходных данных (A_0 и A_2) и экономически целесообразных вариантов системы электропередачи установлена технико-экономическая соразмерность переменных затрат прямо и обратно пропорциональных расчетной мощности.

Для анализа экономической устойчивости запишем выражение (5.22), соответствующее экономическому варианту:

$$z_{3\text{ пер}} = A_2 S_3 + \frac{A_0}{S_3}.$$

Оценим, как влияет изменение расчетной мощности по сравнению с экономической S_3 на удельные приведенные затраты. Для произвольного значения мощности S приведенные затраты будут

$$z_{\text{пер}} = A_2 S + \frac{A_0}{S}. \quad (5.25)$$

Относительно значений из экономического варианта можно записать

$$z_{\text{пер}}^* = \frac{z_{\text{пер}}}{z_{\text{эпер}}}, \quad S_* = \frac{S}{S_3}.$$

Учтем эти значения в выражении (5.25):

$$z_{\text{пер}}^* z_{\text{эпер}} = A_2 S_* S_3 + \frac{A_0}{S_* S_3}.$$

Разделим на $z_{\text{эпер}}$:

$$z_{\text{пер}}^* = \frac{A_2 S_3}{z_{\text{эпер}}} S_* + \frac{A_0}{z_{\text{эпер}} S_3 S_*}.$$

С учетом (5.23) и (5.24) получим критериальное уравнение:

$$z_{\text{пер}}^* = \pi_{1\text{э}} S_* + \frac{\pi_{2\text{э}}}{S_*} = 0,5(S_* + S_*^{-1}). \quad (5.26)$$

Анализ экономической модели (5.19) должен проводиться с учетом ее постоянной составляющей A_1 . Критериальное уравнение модели системы электропередачи с учетом постоянной части π_0 и критериального уравнения (5.26) для переменной части модели будет иметь вид

$$z_* = \pi_0 + 0,5\pi_{\Delta}(S_* + S_*^{-1}), \quad (5.27)$$

где

$$\pi_0 = \frac{A_1^*}{A_1^* + 1}, \quad \pi_\Delta = \frac{1}{A_1^* + 1}, \quad A_1^* = \frac{A_1}{z_{\text{эпер}}}. \quad (5.28)$$

Для определения критериев подобия постоянной части затрат π_0 и переменной части π_Δ необходимо знать значения констант A_1, A_2, A_0 . На основании данных [46] (в ценах 1990 г.) при длине сверхпроводящей линии 50 км с различными номинальными напряжениями получены константы, приведенные в табл. 5.5.

Таблица 5.5

Численные значения констант технико-экономической модели системы электропередачи

Напряжение электропередачи, кВ	Константы		
	A_1	$A_2 \cdot 10^{-6}$	A_0
	$\frac{\text{тыс. руб}}{\text{МВ} \cdot \text{А} \cdot \text{год}}$	$\frac{\text{тыс. руб}}{\text{МВ} \cdot \text{А}^2 \cdot \text{год}}$	$\frac{\text{тыс. руб}}{\text{год}}$
110	3,4	110	4299
220	2,2	69	8999
330	2,3	23	14829

Экономические критерии подобия, вычисленные по выражениям (5.28), приведены в табл. 5.6. С учетом этих критериев критериальное уравнение (5.27) для напряжений 110, 220 и 330 кВ будет иметь вид

$$\left. \begin{aligned} z_{*110} &= 0,71 + 0,145 S_* + 0,145 S_*^{-1}; \\ z_{*220} &= 0,58 + 0,21 S_* + 0,21 S_*^{-1}; \\ z_{*330} &= 0,66 + 0,17 S_* + 0,17 S_*^{-1}. \end{aligned} \right\} \quad (5.29)$$

Таблица 5.6

Численные значения критериев подобия модели
системы электропередачи

Критерии подобия	<i>Напряжение электропередачи, кВ</i>		
	110	220	330
π_0	0,71	0,58	0,66
π_A	0,29	0,42	0,34

Имея критериальные уравнения (5.29), можно показать экономическую соразмерность модели сверхпроводящей системы электропередачи и исследовать ее экономическую устойчивость по отношению к расчетной мощности. Например, при номинальном напряжении 110 кВ удельные приведенные затраты будут минимальны, если 71 % составят постоянные затраты и 29 % - переменные, при напряжении 220 кВ постоянные затраты равны 58 %, переменные – 42 %, при напряжении 330 кВ эта соразмерность соответственно равна 66 и 34 %.

Построим кривые экономической устойчивости модели, для чего по уравнениям (5.29) вычислим ее приведенные затраты (рис. 5.15). Из рисунка видно, что модель системы электропередачи экономически устойчива к изменению расчетной мощности. Так, при увеличении или снижении расчетной мощности в два раза по сравнению с экономическим значением приведенные затраты увеличиваются только на 7–11 %. Модель более экономически устойчива к изменению расчетной мощности при напряжении 110 кВ, менее – при 220 кВ.

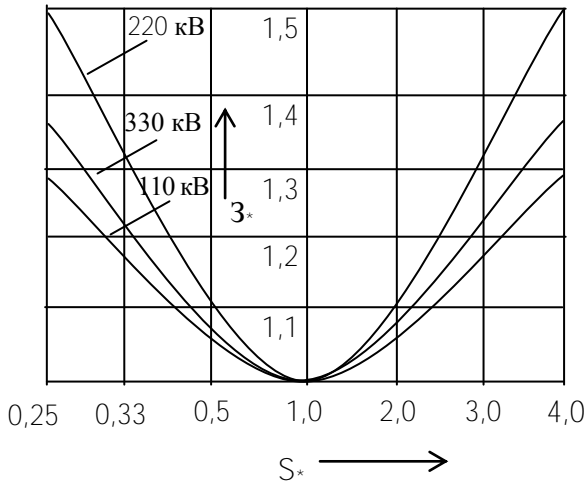


Рис. 5.15. Зависимости приведенных затрат технико-экономической модели электропередачи от расчетной мощности

В технико-экономических расчетах варианты, отличающиеся друг от друга менее чем на 5 %, считаются равноэкономичными. Если зону равноэкономичности принять равной 5 %, то соответствующий ей минимальный диапазон расчетных мощностей при длине линии 50 км и напряжении 220 кВ составляет $(0,6-1,6)S_*$. Видно, что этот диапазон весьма широк.

Для анализа технико-экономической чувствительности модели, т.е. определения влияния погрешности исходной информации на погрешность в выявлении оптимальных вариантов, запишем выражения (5.20) и (5.21) экономической мощности и оптимальных затрат для каких-то значений постоянных параметров, принятых за базисные:

$$S_{э,б} = \sqrt{\frac{A_{0б}}{A_{2б}}}, \quad z_{э,б\text{пер}} = 2\sqrt{A_{0б}A_{2б}}. \quad (5.32)$$

При других исходных данных будем иметь

$$S_3 = \sqrt{\frac{A_0}{A_2}}, \quad z_{\text{эпер}} = 2\sqrt{A_0 A_2}. \quad (5.31)$$

Разделив уравнения (5.31) на соответствующие уравнения (5.30), получим

$$S_{3^*} = \frac{S_3}{S_{3,б}} = \sqrt{\frac{A_{0^*}}{A_{2^*}}}, \quad z_{\text{эпер}^*} = \frac{z_{\text{эпер}}}{z_{\text{э,б пер}}} = \sqrt{A_{0^*} A_{2^*}}. \quad (5.32)$$

Изменяя каждую из констант, входящих в выражения (5.32), или одновременно их совокупность, можно получить изменения S_{3^*} и $z_{\text{э пер}^*}$. Пусть константы A_0 и A_2 известны с точностью $\pm 10\%$. Тогда наибольшее значение S_{3^*} будет при $A_{0^*} = 1,1$ и $A_{2^*} = 0,9$, а наименьшее – соответственно при $A_{0^*} = 0,9$ и $A_{2^*} = 1,1$:

$$S_{3^*}^{\text{нб}} = \sqrt{\frac{1,1}{0,9}} = 1,11, \quad S_{3^*}^{\text{нм}} = \sqrt{\frac{0,9}{1,1}} = 0,9.$$

Таким образом, возможный диапазон относительной погрешности составит плюс 11 = минус 10 %.

Соответственно для приведенных затрат получим

$$z_{\text{э пер}^*}^{\text{нб}} = \sqrt{1,1 \cdot 1,1} = 1,1, \quad z_{\text{э пер}^*}^{\text{нм}} = \sqrt{0,9 \cdot 0,9} = 0,9,$$

т.е. погрешность будет $\pm 10\%$.

На рис. 5.16, 5.17 приведены кривые чувствительности значений расчетной мощности, соответствующей минимальным удельным приведенным затратам, и удельных приведенных затрат к изменению исходных данных, входящих в константы A_0 и A_2 . Из рисунков видно, что значения мощности и удельных затрат в одинаковой степени чувствительны к изменению констант A_0 и A_2 . Причем при увеличении A_2 и A_0 минимальное значение удельных приведенных затрат растет и наоборот.

Увеличение A_2 приводит к уменьшению значения мощности, соответствующей $z_{\text{пер}}^*$, а при увеличении A_0 эта мощность возрастает.

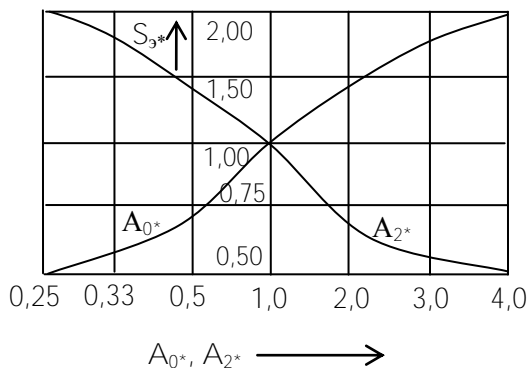


Рис. 5.16. Зависимости значения расчетной мощности, соответствующей минимальным удельным приведенным затратам, от констант модели системы электропередачи

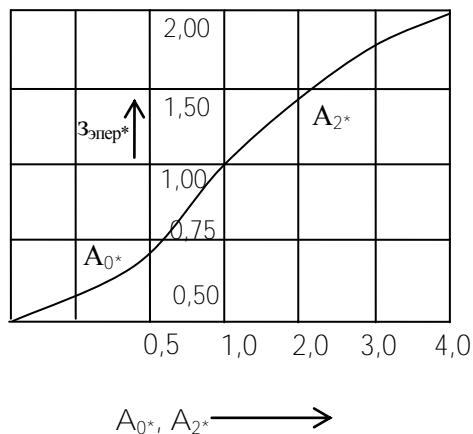


Рис. 5.17. Зависимости минимального значения удельных приведенных затрат от констант модели системы электропередачи

5.11. Задачи

Задача 5.1

Найти оптимальную стратегию развития электрической сети на период состоящий из трех этапов: $t_1 = 2$ года, $t_2 = 4$ года, $t_3 = 6$ лет. На каждом этапе разработать по четыре состояния (варианта) сети. Переход в каждое состояние сети на последующем этапе должен быть обеспечен переходом из нескольких состояний на предыдущем этапе. Принять следующие исходные данные: номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 110$ кВ, $\cos\phi = 1$, нормативная экономическая плотность тока $J_3 = 1 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$, стоимость потерь электроэнергии $\beta = 0,01 \frac{\text{у.д.е}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$, время потерь $\tau = 3000$ ч, отчисления на амортизацию и текущий ремонт $p = 0,028$, банковский процент по ссуде $E_n = 0,12$, нормативный коэффициент приведения $E_{\text{нп}} = 0,08$. Задано расположение потребителей на каждом этапе развития сети (рис. 5.18) и расстояния между точками подключения потребителей:

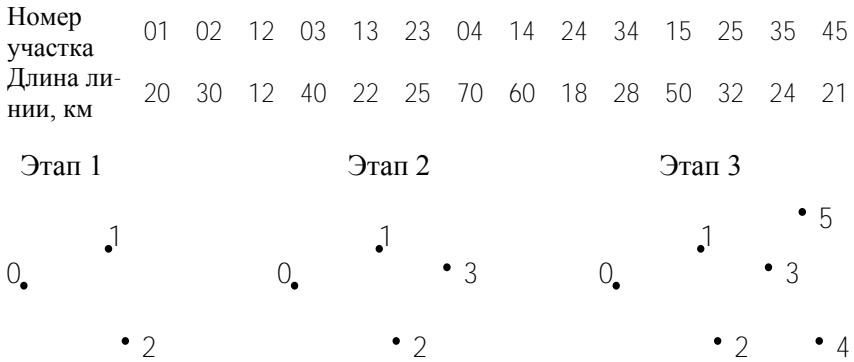


Рис. 5.18 Расположение потребителей и этапы развития сети

Наибольшие нагрузки в узлах, МВт: $P_1 = 16$, $P_2 = 14$, $P_3 = 26$, $P_4 = 24$, $P_5 = 30$.

Изменения состояний сети осуществить за счет сооружения новых участков линий или дополнительных параллельных цепей.

Стоимость оборудования подстанций не учитывать. Потоки мощности по ветвям схемы сети определить без учета потерь мощности.

Решение задачи выполнить методом динамического программирования.

1. Формирование схем сети.

В соответствии с исходными данными (см. рис. 5.18) на первом этапе развития сети имеются потребители в узлах 1 и 2, на втором – дополнительно появляется потребитель в узле 3, а на третьем – потребители в узлах 4 и 5.

С учетом этого сформируем варианты (состояния) сети на каждом из этапов (рис. 5.19).

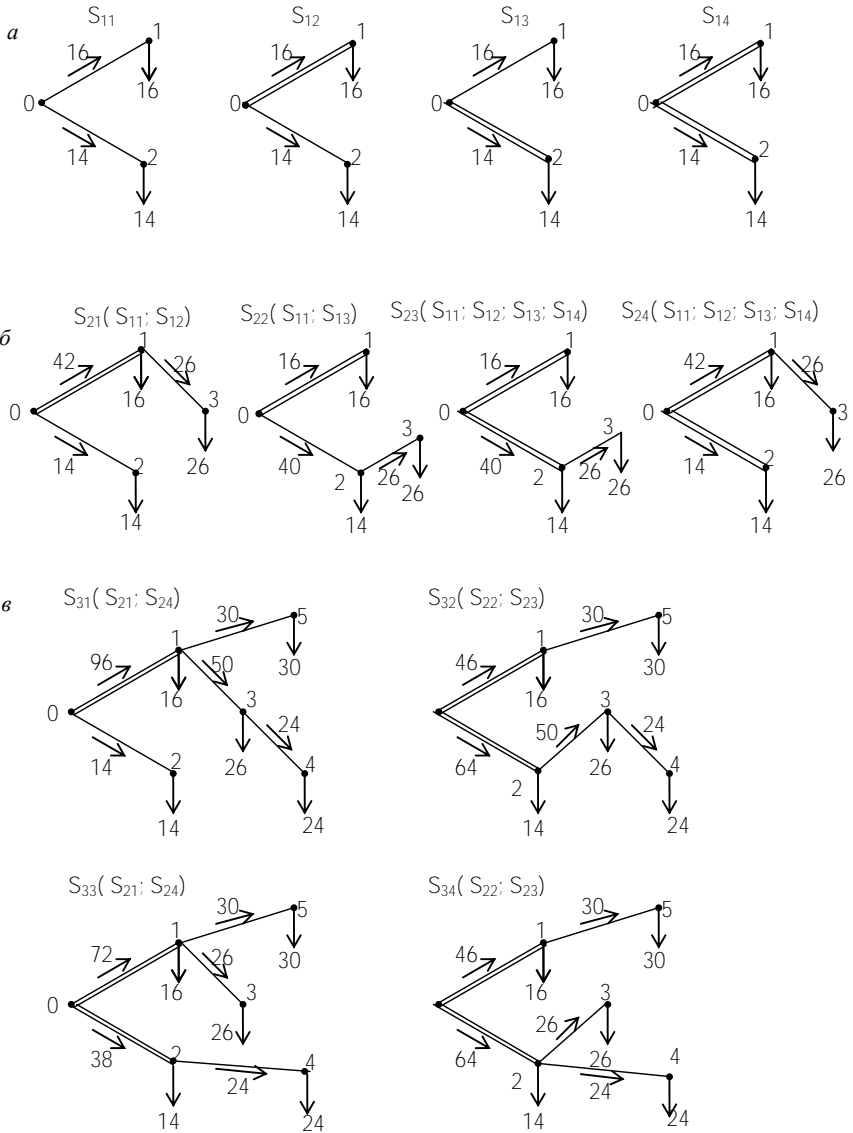


Рис. 5.19. Формирование состояний конфигурации сети:
a – этап 1; *б* – этап 2; *в* – этап 3.

На первом этапе сеть может находиться в состояниях S_{11} , S_{12} , S_{13} и S_{14} . На втором этапе сеть может перейти в состояние S_{21} из состояний S_{11} и S_{12} первого этапа, в состояние S_{22} – из состояний S_{11} и S_{13} первого этапа и т.д. Возможные переходы из состояний сети одного этапа в состояния другого этапа показаны на рис. 5.20.

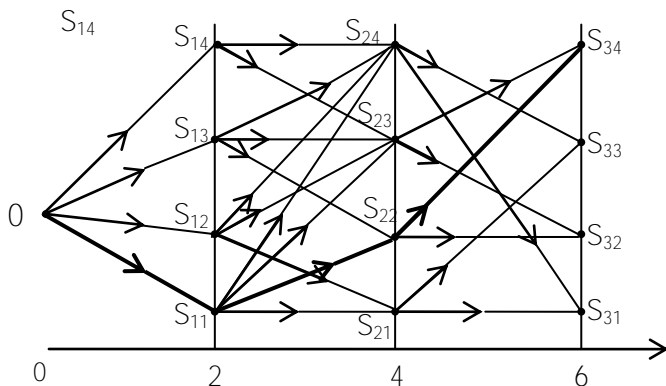


Рис. 5.20. Развитие электрической сети по этапам (шагам)

2. Выбор площади сечения проводов.

Выбор осуществим по нормативной экономической плотности тока

$$F = \frac{I_{нб}}{J_э},$$

где

$$I_{нб} = \frac{P_{нб}}{\sqrt{3}U_{ном} \cos \varphi}.$$

За расчетный для данного участка сети примем режим, соответствующий максимальному потоку, МВт, указанному на схемах (см. рис. 5.19). Для участка 01 получим

$$I_{01} = \frac{48 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 252 \text{ А}; \quad F_{01} = \frac{252}{1} = 252 \text{ мм}^2.$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение марки АС 240/32.
Аналогично для остальных участков:

$$I_{02} = \frac{32 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 168 \text{ А} \rightarrow 185/29;$$

$$I_{13} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 262 \text{ А} \rightarrow 240/32;$$

$$I_{15} = \frac{30 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 157 \text{ А} \rightarrow 150/24;$$

$$I_{23} = \frac{50 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 262 \text{ А} \rightarrow 240/32;$$

$$I_{24} = \frac{24 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 126 \text{ А} \rightarrow 120/19;$$

$$I_{34} = \frac{24 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 126 \text{ А} \rightarrow 120/19.$$

3. Расчет капитальных затрат.

Капитальные затраты на 1 км линии с железобетонными опорами определим по эмпирической формуле [6]

$$K_{\text{л}} = A_{\text{л}} + B_{\text{л}} U_{\text{ном}} + C_{\text{л}} F.$$

Для одноцепных линий $A_{\text{л}} = 6,44$ тыс. у.д.е./км,

$B_{\text{л}} = 7,13 \cdot 10^{-5}$ тыс. у.д.е./км·кВ²,

$C_{\text{л}} = 1,6 \cdot 10^{-2}$ тыс. у.д.е./км·мм²;

для двухцепных –

$$A_{л} = 8,7 \text{ тыс. у.д.е./км,}$$

$$B_{л} = 21,4 \cdot 10^{-5} \text{ тыс. у.д.е./км} \cdot \text{кВ}^2,$$

$$C_{л} = 3,6 \cdot 10^{-2} \text{ тыс. у.д.е./км} \cdot \text{мм}^2.$$

Рассчитаем капитальные затраты для каждого состояния сети:

$$S_{11}: K_{11} = K_{л01} + K_{л02} = 20(6,44 + 7,13 \cdot 10^{-5} \cdot 110^2 + 1,6 \cdot 10^{-2} \cdot 240) + 30(6,44 + 7,13 \cdot 10^{-5} \cdot 110^2 + 1,6 \cdot 10^{-2} \cdot 185) = 223 + 309 = 532 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{12}: K_{12} = K_{л01} + K_{л02} = 20(8,7 + 21,4 \cdot 10^{-5} \cdot 110^2 + 3,6 \cdot 10^{-2} \cdot 240) + 309 = 399 + 309 = 708 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{13}: K_{13} = K_{л01} + K_{л02} = 223 + 30(8,7 + 21,4 \cdot 10^{-5} \cdot 110^2 + 3,6 \cdot 10^{-2} \cdot 185) = 223 + 538 = 761 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{14}: K_{14} = K_{л01} + K_{л02} = 399 + 538 = 937 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{21}: K_{21} = K_{л12} + K_{л13} = 708 + 22(6,44 + 7,13 \cdot 10^{-5} \cdot 110^2 + 1,6 \cdot 10^{-2} \cdot 240) = 708 + 245 = 953 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{22}: K_{22} = K_{13} + K_{л23} = 761 + 25(6,44 + 7,13 \cdot 10^{-5} \cdot 110^2 + 1,6 \cdot 10^{-2} \cdot 240) = 761 + 279 = 1040 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{23}: K_{23} = K_{14} + K_{л23} = 937 + 279 = 1216 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{24}: K_{24} = K_{14} + K_{л13} = 937 + 245 = 1182 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{31}: K_{31} = K_{24} + K_{л15} + K_{л34} = 1182 + 50(6,44 + 7,13 \cdot 10^{-5} \cdot 110^2 + 1,6 \cdot 10^{-2} \cdot 150) + 28(6,44 + 7,13 \cdot 10^{-5} \cdot 110^2 + 1,6 \cdot 10^{-2} \cdot 120) = 1182 + 485 + 258 = 1925 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{32}: K_{32} = K_{23} + K_{л15} + K_{л34} = 1216 + 485 + 258 = 1959 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{33}: K_{33} = K_{24} + K_{л15} + K_{л24} = 1182 + 485 + 18(6,44 + 7,13 \cdot 10^{-5} \cdot 110^2 + 1,6 \cdot 10^{-2} \cdot 120) = 1182 + 485 + 166 = 1833 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{34}: K_{34} = K_{23} + K_{л15} + K_{л24} = 1216 + 485 + 166 = 1867 \text{ тыс. у.д.е.}$$

4. Расчет годовых издержек.

Для определения годовых издержек используем формулы

$$\begin{aligned} I &= pK + \Delta W \beta, \\ \Delta W &= \Delta P_{нб} \tau, \\ \Delta P_{нб} &= \left(\frac{S}{U_{ном}} \right)^2 r_0 l, \end{aligned}$$

где ΔW – годовые потери электроэнергии;

$\Delta P_{нб}$ – потери активной мощности при наибольших нагрузках;

r_0 – удельное сопротивление линии.

Произведем расчеты для каждого состояния сети:

$$S_{11}: \Delta P_{01} = \left(\frac{16}{110} \right)^2 0,118 \cdot 20 = 0,050 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{02} = \left(\frac{14}{110} \right)^2 0,159 \cdot 30 = 0,077 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 0,127 \text{ МВт}; \quad \Delta W = 0,127 \cdot 3000 = 381 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$I_{11} = 0,028 \cdot 532 + 381 \cdot 0,1 = 53,0 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{12}: \Delta P_{01} = 0,025 \text{ МВт}; \quad \Delta P_{02} = 0,077 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 0,102 \text{ МВт};$$

$$\Delta W = 306 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$I_{12} = 0,028 \cdot 708 + 306 \cdot 0,1 = 50,4 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{13}: \Delta P_{01} = 0,050 \text{ МВт}; \quad \Delta P_{02} = 0,039 \text{ МВт}; \quad \Delta P_{\Sigma} = 0,089 \text{ МВт};$$

$$\Delta W = 267 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$И_{13} = 0,028 \cdot 761 + 267 \cdot 0,1 = 48,0 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{14}: \Delta P_{01} = 0,025 \text{ МВт}; \Delta P_{02} = 0,039 \text{ МВт}; \Delta P_{\Sigma} = 0,064 \text{ МВт};$$

$$\Delta W = 192 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$И_{14} = 0,028 \cdot 937 + 192 \cdot 0,1 = 45,4 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{21}: \Delta P_{01} = \left(\frac{42}{110}\right)^2 0,5 \cdot 0,118 \cdot 20 = 0,172 \text{ МВт}; \Delta P_{02} = 0,077 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{13} = \left(\frac{2,6}{110}\right)^2 0,118 \cdot 22 = 0,145 \text{ МВт}; \Delta P_{\Sigma} = 0,394 \text{ МВт};$$

$$\Delta W = 1182 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$И_{21} = 952 \cdot 0,028 + 0,1 \cdot 1182 = 144,9 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{22}: \Delta P_{01} = 0,050 \text{ МВт}; \Delta P_{02} = \left(\frac{40}{110}\right)^2 0,5 \cdot 0,159 \cdot 30 = 0,315 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{23} = \left(\frac{26}{110}\right)^2 0,118 \cdot 25 = 0,165 \text{ МВт}; \Delta P_{\Sigma} = 0,530 \text{ МВт};$$

$$\Delta W = 1590 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$И_{22} = 0,028 \cdot 1040 + 1590 \cdot 0,1 = 188,1 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{23}: \Delta P_{01} = 0,025 \text{ МВт}; \Delta P_{02} = 0,315 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{23} = 0,165 \text{ МВт}; \Delta P_{\Sigma} = 0,505 \text{ МВт};$$

$$\Delta W = 1515 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$И_{23} = 0,028 \cdot 1216 + 1515 \cdot 0,1 = 185,5 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{24}: \Delta P_{01} = 0,172 \text{ МВт}; \Delta P_{02} = 0,039 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{13} = 0,145 \text{ МВт}; \Delta P_{\Sigma} = 0,356 \text{ МВт};$$

$$\Delta W = 1068 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$И_{24} = 0,028 \cdot 1182 + 1068 \cdot 0,1 = 139,9 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{31}: \Delta P_{01} = \left(\frac{96}{110}\right)^2 0,5 \cdot 0,118 \cdot 20 = 0,899 \text{ МВт}; \Delta P_{02} = 0,039 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{13} = \left(\frac{50}{110}\right)^2 0,118 \cdot 22 = 0,536 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{15} = \left(\frac{30}{110}\right)^2 0,204 \cdot 50 = 0,759 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{34} = \left(\frac{24}{110}\right)^2 0,244 \cdot 28 = 0,325 \text{ МВт}; \Delta P_{\Sigma} = 2,558 \text{ МВт};$$

$$\Delta W = 7674 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$И_{31} = 0,028 \cdot 1925 + 7674 \cdot 0,1 = 821,3 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{32}: \Delta P_{01} = \left(\frac{46}{110}\right)^2 0,5 \cdot 0,118 \cdot 20 = 0,206 \text{ МВт}; \Delta P_{15} = 0,759 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{02} = \left(\frac{64}{110}\right)^2 0,5 \cdot 0,159 \cdot 30 = 0,807 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{23} = \left(\frac{50}{110}\right)^2 0,118 \cdot 25 = 0,610 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{34} = 0,325 \text{ МВт}; \Delta P_{\Sigma} = 2,707 \text{ МВт}; \Delta W = 8121 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$И_{32} = 0,028 \cdot 1959 + 8121 \cdot 0,1 = 867,0 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{33}: \Delta P_{01} = \left(\frac{72}{110}\right)^2 0,5 \cdot 0,118 \cdot 20 = 0,506 \text{ МВт}; \Delta P_{15} = 0,759 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{02} = \left(\frac{38}{110}\right)^2 0,5 \cdot 0,159 \cdot 30 = 0,285 \text{ МВт}; \Delta P_{13} = 0,536 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{21} = \left(\frac{24}{110}\right)^2 0,244 \cdot 18 = 0,209 \text{ МВт}; \Delta P_{\Sigma} = 2,295 \text{ МВт};$$

$$\Delta W = 6885 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$И_{33} = 0,028 \cdot 1833 + 6885 \cdot 0,1 = 739,8 \text{ тыс. у.д.е.}$$

$$S_{34}: \Delta P_{01} = 0,206 \text{ МВт}; \Delta P_{02} = 0,807 \text{ МВт}; \Delta P_{15} = 0,759 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{23} = \left(\frac{26}{110}\right)^2 0,118 \cdot 25 = 0,167 \text{ МВт}; \Delta P_{24} = 0,209 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 2,148 \text{ МВт}; \Delta W = 6444 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

$$И_{34} = 0,028 \cdot 1867 + 6444 \cdot 0,1 = 696,7 \text{ тыс. у.д.е.}$$

5. Определение оптимальной стратегии развития электрической сети путем построения многошагового процесса динамического программирования.

В качестве целевой функции примем приведенные затраты

$$З = \sum_{t=2}^6 \Delta Z_t \rightarrow \min,$$

для вычисления ΔZ_t используем формулу (5.1) в виде

$$\Delta Z_t = (E_n K_t + \Delta I_t) (1 + E_{н.п})^{6-t}.$$

Здесь K_t – капитальные затраты на этапе t ,

$\Delta И_t = И_t - И_{t-1}$ – изменение годовых издержек при переходе с этапа $t-1$ к этапу t ;

Θ – год приведения затрат, примем $\Theta = 2$;

$E_{н.п.}$ – нормативный коэффициент приведения разновременных затрат.

Построение многошагового процесса осуществим по рекуррентному соотношению (5.2).

Шаг 1.

$$t = 2; \Delta Z_t = E_{н.п.} K_t + И_t;$$

$$Z_{01} = 0,12 \cdot 532 + 53 = 116,8;$$

$$Z_{02} = 0,12 \cdot 708 + 50,4 = 135,4;$$

$$Z_{03} = 0,12 \cdot 761 + 48,0 = 139,3;$$

$$Z_{04} = 0,12 \cdot 937 + 45,4 = 157,8.$$

Шаг 2.

$$\Delta Z_t = (E_{н.п.} K_t + И_t)(1 + E_{н.п.})^{-2}, \quad t = 4; \quad \Delta Z_t = (E_{н.п.} K_t + \Delta И_t) 0,857;$$

Переход в состояние S_{21} (рис. 5.20):

$$\begin{aligned} Z_{02}^1 &= Z_1(S_0; S_{11}) + \Delta Z_2(S_{11}; S_{21}) = \\ &= 116,8 + (0,12 \cdot 953 + 144,9 - 53) 0,857 = 293,6; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{02}^1 &= Z_1(S_0; S_{12}) + \Delta Z_2(S_{12}; S_{21}) = \\ &= 135,4 + (0,12 \cdot 953 + 144,9 - 50,4) 0,857 = 314,4; \end{aligned}$$

$$Z_{02\text{мин}}^1 = \min\{Z_{02}^1\} = \min\{293,6; 314,4\} = 293,6.$$

Переход в состояние S_{22} :

$$Z_{02}^2 = Z_1(S_0; S_{11}) + \Delta Z_2(S_{11}; S_{22}) =$$

$$= 116,8 + (0,12 \cdot 1040 + 188,1 - 53) 0,857 = 339,5;$$

$$\begin{aligned} Z_{02}^2 &= Z_1(S_0; S_{12}) + \Delta Z_2(S_{12}; S_{22}) = \\ &= 135,4 + (0,12 \cdot 1040 + 188,1 - 50,4) 0,857 = 360,4; \end{aligned}$$

$$Z_{02\text{мин}}^2 = \min\{339,5; 360,4\} = 339,5.$$

Переход в состояние S_{23} :

$$\begin{aligned} Z_{02}^3 &= Z_1(S_0; S_{11}) + \Delta Z_2(S_{11}; S_{23}) = \\ &= 116,8 + (0,12 \cdot 1216 + 185,5 - 53) 0,857 = 355,4; \\ Z_{02}^3 &= Z_1(S_0; S_{12}) + \Delta Z_2(S_{12}; S_{23}) = 135,4 + (331,4 - 50,4) 0,857 = 376,2; \end{aligned}$$

$$Z_{02}^3 = Z_1(S_0; S_{13}) + \Delta Z_2(S_{13}; S_{23}) = 139,3 + (331,4 - 48) 0,857 = 382,2;$$

$$Z_{02}^3 = Z_1(S_0; S_{14}) + \Delta Z_2(S_{14}; S_{23}) = 157,8 + (331,4 - 45,4) 0,857 = 402,9;$$

$$Z_{02\text{мин}}^3 = \min\{355,4; 376,2; 382,2; 402,9\} = 355,4.$$

Переход в состояние S_{24} :

$$\begin{aligned} Z_{02}^4 &= Z_1(S_0; S_{11}) + \Delta Z_2(S_{11}; S_{24}) = \\ &= 116,8 + (0,12 \cdot 1282 + 139,9 - 53) 0,857 = 312,8; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{02}^4 &= Z_1(S_0; S_{12}) + \Delta Z_2(S_{12}; S_{24}) = \\ &135,4 + (281,74 - 50,4) 0,857 = 333,6; \end{aligned}$$

$$Z_{02}^4 = Z_1(S_0; S_{13}) + \Delta Z_2(S_{13}; S_{24}) = 139,3 + (281,7 - 48) 0,857 = 339,6;$$

$$Z_{02}^4 = Z_1(S_0; S_{14}) + \Delta Z_2(S_{14}; S_{24}) = 157,8 + (281,7 - 45,4) 0,857 = 360,3;$$

$$Z_{02\text{мин}}^4 = \min\{312,8; 333,6; 339,6; 360,3\} = 312,8.$$

Шаг 3:

$$t = 6; \quad \Delta Z_t = (E_{\text{п}}K_t + \Delta И_t)(1 + E_{\text{н.п}})^{-4} = (E_{\text{п}}K_t + \Delta И_t) 0,735.$$

Переход в состояние S_{31} :

$$\begin{aligned} Z_{03}^1 &= Z_{02\text{мин}}^1(S_0; S_{21}) + \Delta Z_3(S_{21}; S_{31}) = \\ &= 293,6 + (0,12 \cdot 1925 + 821,3 - 144,9) 0,735 = 960,5; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{03}^1 &= Z_{02\text{мин}}^4(S_0; S_{24}) + \Delta Z_3(S_{24}; S_{31}) = \\ &= 312,8 + (1052,3 - 139,9) 0,735 = 983,4; \end{aligned}$$

$$Z_{03\text{мин}}^1 = \min\{960,5; 983,4\} = 960,5.$$

Переход в состояние S_{32} :

$$\begin{aligned} Z_{03}^2 &= Z_{02\text{мин}}^2(S_0; S_{22}) + \Delta Z_3(S_{22}; S_{32}) = \\ &= 339,5 + (0,12 \cdot 1959 + 867 - 188,1) 0,735 = 1011,3; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{03}^2 &= Z_{02\text{мин}}^3(S_0; S_{23}) + \Delta Z_3(S_{23}; S_{32}) = \\ &= 355,4 + (1102,1 - 185,5) 0,735 = 1029,1; \end{aligned}$$

$$Z_{03\text{мин}}^2 = \min\{1011,3; 1029\} = 1011,3.$$

Переход в состояние S_{33} :

$$\begin{aligned} Z_{03}^3 &= Z_{02\text{мин}}^1(S_0; S_{21}) + \Delta C_3(S_{21}; S_{33}) = \\ &= 203,6 + (0,12 \cdot 1833 + 739,8 - 144,9) \cdot 0,735 = 892,5; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{03}^3 &= Z_{02\text{мин}}^4(S_0; S_{24}) + \Delta Z_3(S_{24}; S_{33}) = \\ &= 312,8 + (959,8 - 139,9) \cdot 0,735 = 915,4; \end{aligned}$$

$$Z_{03\text{мин}}^3 = \min\{892,5; 915,4\} = 892,5.$$

Переход в состояние S_{34} :

$$\begin{aligned} Z_{03}^4 &= Z_{02\text{мин}}^2(S_0; S_{22}) + \Delta Z_3(S_{22}; S_{34}) = \\ &= 339,5 + (0,12 \cdot 1867 + 696,7 - 188,1) \cdot 0,735 = 878,0; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{03}^4 &= Z_{02\text{мин}}^3(S_0; S_{23}) + \Delta C_3(S_{23}; S_{34}) = \\ &= 355,4 + (920,7 - 185,5) \cdot 0,735 = 895,8; \end{aligned}$$

$$Z_{03\text{мин}}^4 = \min\{878,0; 895,8\} = 878,0.$$

Найдем минимум целевой функции на третьем этапе:

$$\begin{aligned} Z_{03\text{мин}} &= \min\{Z_{03\text{мин}}^1; Z_{03\text{мин}}^2; Z_{03\text{мин}}^3; Z_{03\text{мин}}^4\} = \\ &= \min\{960,5; 1011,3; 962,5; 878,0\} = 878,0. \end{aligned}$$

Отсюда следует, что оптимальным на третьем этапе является состояние сети S_{34} . Но как следует из расчета $Z_{03\text{мин}}^4$, это состояние наиболее целесообразно получить из состояния S_{22} на втором этапе. Из второго же шага следует, что в состояние S_{22} из первого этапа наиболее рационально перейти, приняв состояние S_{11} (см. расчет $Z_{02\text{мин}}^2$). Следовательно, оптимальной стратегией развития сети на

трех этапах будет $S_0 \rightarrow S_{11} \rightarrow S_{22} \rightarrow S_{34}$ (на рис. 5.20 выделена жирными линиями).

Задача 5.2

Определить мощность компенсирующего устройства, необходимую для повышения пропускной способности линии, ограничиваемой допустимым током по нагреву проводов, с 3000 кВт при $\cos\varphi = 0,75$ до 3500 кВт. Найти, каким при этом станет $\cos\varphi$. Определить наибольшую активную мощность, которую можно передать при неизменном допустимом токе, и мощность компенсирующего устройства, которая потребуется для этого.

Решение задачи выполнить с использованием формул (5.5) и (5.6).

Задача 5.3

Построить зависимости пропускной способности по допустимой потере напряжения для линии длиной $L = 6$ км напряжением $U_{ном} = 10$ кВ от сечения алюминиевых проводов в диапазоне марок проводов от А 25 до А 95 и от сечения сталеалюминиевых проводов в диапазоне от АС 25/4,2 до АС 95/16. Сравнить пропускные способности линий с алюминиевыми и сталеалюминиевыми проводами при одинаковом сечении алюминиевой части. Допустимую потерю напряжения принять $\Delta U_{доп} = 8$ %. Расчеты выполнить при различных $\cos\varphi$: 1,0; 0,9; 0,8; 0,7.

Решение задачи выполнить с использованием формулы (5.7).

Задача 5.4

По линии напряжением 10 кВ длиной 12 км, выполненной с проводом марки А 50, передается активная мощность 800 кВт при $\cos\varphi = 0,75$. Найти мощность компенсирующего устройства поперечной компенсации, позволяющую увеличить пропускную способность линии до 1200 кВт без увеличения потерь напряжения. Предполагается, что дополнительные потребители подключаются с тем же $\cos\varphi$. Определить, как изменится $\cos\varphi$ после установки компенсирующего устройства.

Решение задачи выполнить с использованием формулы (5.8).

Задача 5.5

Определить необходимую степень продольной компенсации индуктивного сопротивления воздушной линии напряжением 10 кВ длиной 12 км, выполненной с проводами марки А 50, если пропускная способность ограничивается допустимой потерей напряжения при активной мощности 800 кВт и $\cos\varphi = 0,75$, которую необходимо увеличить до 1200 кВт при том же коэффициенте мощности.

Выполнить также расчеты для случая, если вместо воздушной линии используется кабельная линия 10 кВ с бумажной изоляцией и сечением алюминиевых жил 50 мм. По результатам расчета оценить эффективность применения устройства продольной компенсации в воздушной и кабельной линиях.

Решение задачи выполнить с использованием формулы (5.11).

Задача 5.6

Требуется выбрать три наиболее рациональных места установки секционирующих устройств в сети, приведенной на рис. 5.21, где указаны длины отдельных участков и нагрузка в узлах. Частота отказов ω и время восстановления T_v , приходящиеся на 1 км линии, для всех участков сети одинаковы. Удельный ущерб α от аварийных ограничений мощности для всех потребителей одинаков.

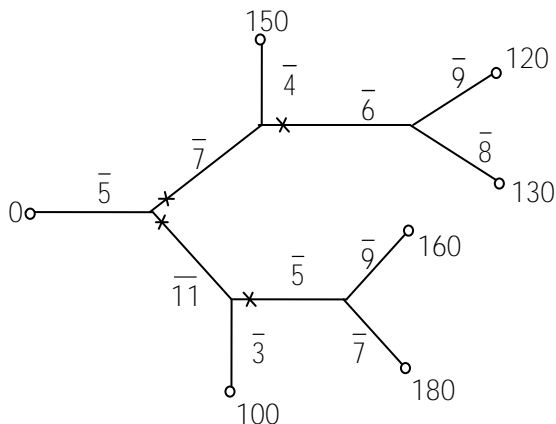


Рис. 5.21. Схема распределительной сети:
 $\bar{7}$ – длина участка сети, км; 120 – нагрузка в узле, кВт

Расчет будем выполнять по критерию (5.17). Рассмотрим первое разветвление сети. Первое секционирующее устройство может быть установлено в точках a или b . Тогда при установке его в точке a критерий (5.17) будет иметь значение

$$C_a = (7 + 4 + 6 + 9 + 8)[(150 + 120 + 130) - (150 + 120 + 130 + 100 + 160 + 180)] = -14960.$$

Для секционирующего устройства в точке b

$$C_b = (11 + 3 + 5 + 9 + 7)[(100 + 160 + 180) - (150 + 120 + 130 + 100 + 160 + 180)] = -14000.$$

Поскольку $C_a < C_b$ ($-14960 < -14000$), то первое секционирующее устройство целесообразно установить в точке a .

Наметим места установки второго секционирующего устройства: точка b последовательная с точкой a и точка c параллельная точке a . Тогда получим

$$C_a = (6 + 9 + 8)[(120 + 130) - (150 + 120 + 130)] = -3450;$$

$$C_b = -14000.$$

Второе секционирующее устройство целесообразно установить в точке б, т.к. $C_b < C_a$ ($-14000 < -3450$).

Для третьего секционирующего устройства выберем точку в параллельную точке б и точку з последовательную с точкой б. Для этого случая получим

$$C_a = -3450;$$

$$C_z = (5 + 9 + 7)[(160 + 180) - (160 + 180 + 100)] = -2100.$$

Следовательно, третье секционирующее устройство целесообразно установить в точке в, т.к. $C_a < C_z$ ($-3450 < -2100$).

Вопросы для самопроверки

1. Какие системы номинальных напряжений целесообразно применять в одной энергосистеме?
2. Какие требования предъявляются к схемам электрических сетей?
3. Какие известны подходы к оценке надежности схем электрических сетей?
4. Как записывается выражение приведенных затрат с учетом фактора времени?
5. В чем сущность метода динамического программирования?
6. Как записывается и в чем сущность рекуррентного соотношения в методе динамического программирования?
7. Как формулируются задачи развития сети и выбора трассы линии электропередачи методом динамического программирования?
8. От чего зависит появление уравнительных мощностей в замкнутых контурах электрической сети?
9. Каков алгоритм выбора устройств управления потоками мощности в замкнутых сетях?
10. С помощью каких устройств в контуре можно создать продольную и поперечную ЭДС?

11. Каково назначение секционирующих устройств.
12. В чем сущность методики рационального размещения секционирующих устройств в распределительной электрической сети?
13. Что понимается под экономической устойчивостью и чувствительностью целевой функции?
14. Как осуществляется анализ соразмерности отдельных составляющих целевой функции?
15. Какое воздействие на окружающую среду оказывают воздушные линии электропередачи?
16. Какие локальные критерии могут быть приняты при многокритериальной оценке экологических характеристик воздушных линий?
17. Какие технические ограничения должны быть введены при оценке экологических характеристик воздушных линий?
18. Какие локальные критерии могут быть приняты в многокритериальной задаче выбора конструктивного исполнения воздушных линий электропередачи?

Глава 6. ПРИНЯТИЕ РЕШЕНИЙ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ И РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

6.1. Общие положения

Потери мощности и электроэнергии наряду с другими показателями (потерями напряжения, условиями устойчивости, режимом на-пряжения и т. п.) относятся к показателям, определяющим пропускную способность электрических сетей. Поэтому снижение потерь мощности и энергии следует не выделять в самостоятельную задачу, а рассматривать в едином комплексе исследований по обеспечению необходимой пропускной способности сети. Отсюда вытекает, что решения по модернизации и реконструкции электрических сетей, разработку и учет мероприятий по снижению потерь необходимо производить на всех трех стадиях прогнозирования развития энергосистемы: долгосрочной, краткосрочной и текущей.

При этом цели и задачи исследования энергосистемы, а также алгоритмы их решения на каждой стадии прогнозирования будут разными. При разработке стратегии развития энергосистемы на отдаленную перспективу ставится задача разработки топливного баланса энергосистемы, выявления вида, мощности и мест размещения дополнительных электростанций и обеспечения необходимой пропускной способности основных системообразующих связей в рамках предлагаемой достоверности исходных данных. При этом нет необходимости в учете всех влияющих на пропускную способность факторов. Неучет большинства из них не вызовет погрешностей, превышающих вариации результатов расчета, определяемые неточностью задания данных. Поэтому на уровне долгосрочного прогнозирования исследуемая система может быть представлена линейной моделью с небольшим числом ограничений. Однако уже на этой стадии проработок проектирование основных системообразующих сетей должно вестись в направлении снижения уровня потерь мощности и энергии в энергосистеме.

По мере сокращения прогнозируемого интервала времени задача, естественно, усложняется как по объему, так и по учету все большего числа влияющих факторов. При краткосрочном прогнозировании (5 лет) необходимо обеспечивать баланс активных и реактивных мощностей в узлах энергосистемы с учетом надежности и качества напряжения на шинах потребителей. При этом необходимо выяснить потребность в компенсирующих и

регулирующих устройствах, а также комплекс защиты и противоаварийной автоматики. Эти вопросы должны решаться с учетом наиболее характерных для сло-жившейся системы аварийных и послеаварийных режимов.

На стадии текущего прогнозирования и планирования режимов задача превращается в достаточно сложную нелинейную модель с огромным числом ограничений. Ее успешное решение возможно только с помощью современных ЭВМ. Кроме решения широкого круга управленческих и эксплуатационных задач на данном этапе проработок необходимо сводить балансы текущих и отчетных потерь энергии по узлам сети, разрабатывать проект ведения оптимальных суточных режимов энергосистемы, а также сроки осуществления технических мероприятий по модернизации электрических сетей, обеспечив сети необходимым современным оборудованием, трудовыми ресурсами и финансированием.

Может оказаться, что для обеспечения всех технически и экономически обоснованных мероприятий по повышению надежности и пропускной способности сетей и снижения потерь электроэнергии в энергосистеме будет недоставать материальных, трудовых или денежных средств. В этом случае из всей совокупности мероприятий необходимо выделять наиболее эффективные.

6.2. Основные направления по модернизации электротехнического оборудования

Разработчики и производители электротехнического оборудования и электротехнических материалов предлагают различные виды продукции, предназначенные для решения важнейших задач функционирования электроэнергетических систем и электрических сетей, а именно:

- увеличения пропускной способности элементов электрической сети;
- повышения надежности электроснабжения потребителей;
- улучшения качества электроэнергии;
- повышения экономичности объектов электроэнергетики, в частности, за счет снижения издержек на эксплуатацию;

– ограничения экологического влияния.

Разработаны различные варианты компактных воздушных линий электропередачи [21, 19], отдельные из которых реализованы на практике в различных странах. Они основываются на нетрадиционных конструкциях опор и изоляции, часто характеризуются особым взаимным расположением проводов фаз в пространстве. Основное достоинство компактных линий заключается в повышении предела передаваемой мощности (предела линии) при минимальном отрицательном воздействии на окружающую среду. Максимальная компактность достигается за счет снижения до минимально возможных расстояний между проводами различных фаз. В результате уменьшается волновое сопротивление и увеличивается абсолютное значение натуральной мощности, как следствие, возрастает предел линии. Это обстоятельство при данном напряжении линии позволяет увеличить дальность передачи. При компактном расположении проводов часто требуется применение междуфазных изоляционных распорок. Дистанционные распорки в пролете устраняют возможность недопустимого по условию пробоя сближения проводов, однако не исключают возникновение пляски. Очевидно, что применение междуфазных распорок приводит к увеличению числа изоляторов на линии, которые могут подвергаться загрязнению и отрицательно влияют на эстетический вид линии. Уменьшение расстояния между фазами, к сожалению, приводит к повышению напряженности электрического поля на поверхности проводов и, как следствие, к увеличению потерь на корону [19]. Частично компенсировать этот отрицательный эффект можно за счет выравнивания напряженности электрического поля на поверхности проводов за счет изменения числа составляющих в расщепленной фазе и их взаимного расположения.

Несмотря на отмеченные недостатки компактных линий, считается, что они становятся весьма перспективным средством передачи электроэнергии вследствие большого предела передаваемой мощности и уменьшения стоимости компенсации за отчуждение земли на трассу линии.

Волновое сопротивление компактных линий снижается за счет уменьшения их индуктивности и увеличения емкости. Повышенный предел линии вследствие большой натуральной мощности

позволяет передавать по таким линиям большие мощности в режиме наибольших нагрузок без применения каких-либо специальных сосредоточенных компенсирующих устройств. В то же время в режиме наименьших нагрузок, когда по линии передается мощность меньше натуральной, может возникать значительный избыток реактивной зарядной мощности. Для его компенсации предлагается использовать разработанные управляемые шунтирующие реакторы (УШР). Изготавливаемые в различных странах УШР могут иметь ступенчатое или плавное регулирование потребляемой реактивной мощности. Так, разработанные в научно-инженерном центре ОАО «Электрические управляемые реакторы» УШР с плавным регулированием выпускаются со следующими параметрами: номинальное напряжение 110–500 кВ, номинальная мощность, 32, 63, 100, 180 МВ·А; напряжение 6–35 кВ, мощность 3,6; 6,3; 10 МВ·А.

Естественно, УШР могут применяться не только в сочетании с компактными линиями электропередачи, но и в любых других случаях, когда требуется компенсация избыточной реактивной мощности.

Наряду с компактными линиями в ряде стран находят применение многоцепные линии, выполненные на одних опорах, с числом цепей 3, 4, 6 и более.

Другим перспективным направлением в области модернизации и нового строительства воздушных линий электропередачи является применение изолированных и защищенных (покрытых) проводов.

Изолированные провода предназначены для использования на линиях до 1000 В. Толщина их изоляции достаточна для обеспечения необходимых изоляционных характеристик при длительном приложении к ней рабочего напряжения. На трехфазных линиях провода разных фаз, а также нулевой провод скручивают в единый пучок.

Защищенные провода применяются на линиях 6–69 кВ. Основная задача защитной изоляции заключается в том, чтобы выдерживать кратковременные приложенные напряжения, например, при схлестывании проводов или при соприкосновении провода с заземленными объектами. На линиях с защищенными проводами расстояния между фазами могут быть уменьшены.

Линии с изолированными и защищенными проводами обладают повышенной надежностью. Это объясняется тем, что отсутствуют изоляторы, короткие замыкания между проводами, замыкания фазы на землю и на нулевой провод, ухудшаются условия образования гололеда и налипания снега, имеется возможность работы линии при повреждении опор и падении с них проводов, провода не подвержены вибрации. Повышается безопасность при выполнении работ вблизи воздушной линии. Уменьшаются эксплуатационные рас-ходы, так как исключаются или уменьшаются трудозатраты на расчистку трассы, замену изоляторов, обходы линии (делаются реже)

и др. Из-за малых расстояний между фазами они характеризуются уменьшенными реактивными сопротивлениями, что приводит к снижению потерь напряжения при передаче по ним нагрузки. Недостаток линий с изолированными и защищенными проводами – умень-шенный по сравнению с голыми проводами допустимый ток по нагреву из-за худших условий охлаждения провода.

Для модернизации распределительных электрических сетей имеются предложения [52] по переводу обычных воздушных линий 10 кВ на напряжение 35 кВ с защищенными проводами с использованием существующих трасс и опор 10 кВ.

В области традиционных конструкций воздушных линий 35–750 кВ предлагается перейти на сокращенную номенклатуру стандартных сечений проводов, а именно:

Напряжение, кВ	35	110	220	330	500	750
Сечения про- водов, мм ²	70, 120	70, 120, 240	240, 400	240, 400	300, 400	300, 400

Считается, что изменение номенклатуры сечений проводов позволит применять ограниченное количество типов опор, полностью типизировать проектирование и сооружение линий на основе ограниченного количества марок проводов, конструкций опор и фундаментов, изоляторов и арматуры, упростить эксплуатацию линий.

Для одного из наиболее распространенных номинальных напряжений линий 110 кВ рассматривается вопрос о снижении расчетной плотности тока с 1,3–1,0 А/мм² вплоть до 0,6 А/мм² и увеличением применяемых сечений до 600 мм² [53]. Для этого необходимо разработать опоры для сечений проводов 70–185 и 240–600 мм². С целью повышения надежности линий предложено вводить в гирлянды запасные изоляторы, позволяющие исключить замену поврежденных изоляторов в течение 25 лет. С целью снижения вероятности одновременного отключения обеих цепей двухцепных линий рекомендуется применение разного количества изоляторов на каждой из цепей. Проведенные расчеты показали, что снижение плотности тока будет приводить к увеличению капитальных затрат примерно на 12 %, но при этом может быть достигнуто снижение потерь электроэнергии в два раза.

По данным СИГРЭ предлагается применение композитных проводов, допускающих температуры нагрева 100–200 °С. Имеются так-же предложения по изготовлению проводов с уменьшенным удельным активным сопротивлением.

В отечественной электроэнергетике распределительные электрические сети среднего напряжения 6–35 кВ выполнены с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью. При таком режиме нейтрали не требуется немедленное отключение поврежденной линии в случае замыкания одной фазы на землю. Этот фактор оказывался решающим для повышения надежности электроснабжения потребителей в условиях, когда распределительные сети были выполнены радиальными, без резервирования от двух и более источников. Вместе с тем данный режим нейтрали имеет ряд существенных недостатков, а именно: влияет на безопасность людей и животных, оказавшихся вблизи линии с поврежденной фазой, вызывает дуговые перенапряжения, приводящие к повреждению электрических машин и кабелей, и др. В современных условиях, когда большинство распределительных сетей имеют питание с нескольких сторон, возможно быстрое отключение поврежденного участка сети без существенного снижения надежности электроснабжения потребителей. Поэтому рассматриваются другие способы заземления нейтрали. При

достаточном резервировании один из наиболее предпочтительных способов заключается в заземлении нейтрали через низкоомный резистор с выполнением защиты, действующей на немедленное отключение линий с однофазным коротким замыканием [52]. В этом случае длительность однофазного замыкания на землю резко снижается и существенно уменьшается возможность развития повреждения из-за воздействия перенапряжений.

В тех случаях когда резистивное заземление нейтрали по каким-либо причинам невозможно или нецелесообразно, при работе сети с изолированной нейтралью рекомендуют применять управляемые дугогасящие реакторы, включаемые в нейтраль трансформаторов. В условиях эксплуатации они позволяют настраивать параметры в соответствии с емкостью сети, подключенной к данному трансформатору и зависящей от ее режима.

В области электротехнического оборудования получают распространение асинхронизированные синхронные турбогенераторы. Они позволяют снять ограничения по статической устойчивости генераторов при глубоком потреблении реактивной мощности. В них отсутствуют ограничения по нагреву торцевых частей статора. Поэтому режим потребления реактивной мощности связан только с длительно допустимым током обмотки статора. В режиме выдачи реактивной мощности ее диапазон определяется допустимым током возбуждения. При аварийных возмущениях в системе динамическая устойчивость практически не зависит от режима реактивной мощности (генерация или потребление). Вследствие того что асинхронизированные синхронные турбогенераторы представляют собой непрерывно регулируемый источник реактивной мощности, в ряде случаев появляется возможность уменьшения количества коммутаций неуправляемых шунтирующих реакторов, подключенных к сети.

Из электротехнического оборудования следует также отметить электромеханические преобразователи частоты, выполняемые на основе двух генераторов, размещенных на одном валу, причем один из генераторов является асинхронизированным. Такие преобразователи позволяют объединять энергосистемы с одинаковыми номинальными, но различающимися рабочими частотами, объединять энергосистемы с различными

номинальными частотами, создавать специальные системы с индивидуальной частотой, например 400 Гц, демпфировать колебания и локализовывать возмущения благодаря использованию кинетической энергии вращающихся масс роторов электрических машин, обеспечивать требуемый режим по реактивной мощности и напряжению без дополнительного трансформаторного оборудования, поддерживать заданный транзитный переток активной мощности.

Для обеспечения баланса реактивной мощности в узлах системы разработаны и выпускаются промышленностью статические тиристорные компенсаторы (СТК), которые по своим возможностям и технико-экономическим показателям превосходят синхронные компенсаторы и крупные нерегулируемые конденсаторные батареи. Статические тиристорные компенсаторы представляют собой быстродействующие многофункциональные статические устройства, которые позволяют обеспечивать плавное или ступенчатое изменение потребляемой или выдаваемой реактивной мощности. Закон изменения их мощности может выбираться в соответствии с требованиями режима энергосистемы.

Статические тиристорные компенсаторы могут использоваться при решении следующих задач [35]:

- обеспечения необходимого баланса реактивной мощности в узлах электрической системы;
- регулирования напряжения и ограничения квазистационарных и коммутационных перенапряжений в сети переменного тока;
- поддержания напряжения на шинах подстанций переменного тока, связанных с электропередачей постоянного тока;
- уменьшения колебаний напряжения, вызываемых работой потребителей и быстропеременными нагрузками;
- симметрирования напряжений и токов в сети с несимметричной нагрузкой по фазам;
- снижения значений напряжений и токов высших гармоник в электрической сети.

В области коммутационной аппаратуры наметилась устойчивая тенденция использования преимущественно двух видов коммутационных аппаратов – элегазовых и вакуумных.

Достигнутые различными изготовителями параметры выключателей для электрических сетей приведены в табл. 6.1 [54].

Таблица 6.1

Достигнутые параметры выключателей

Тип выключателя	Номинальные параметры		Ток, кА	
	напряжение, кВ	ток, А	отключения	предельный сквозной
КРУ с элегазовой изоляцией	12–24	630–2500	25–40	63–100
Элегазовый	12–36	1250–3150	25–40	62,5–100
	123–170	3150	31,5–40	80–100
	43,8–800	2000–4000	25–63	63–100
Вакуумный	12–36	2500	25–40	63–100
Масляный и маломасляный	12–36	630–2000	8–29	20–80

Достоинствами вакуумных выключателей считают большой коммутационный ресурс (примерно 30000 циклов при номинальном токе, 100 циклов при токе короткого замыкания 10 кА и 50 циклов при токе короткого замыкания 20 кА), высокую надежность, минимум издержек при эксплуатации на техническое обслуживание, взрыво- и пожаробезопасность, малое время отключения, независимость от климатических условий, отсутствие окисления контактных поверхностей.

К недостаткам вакуумных выключателей относится способность генерирования повышенных перенапряжений при отключениях ненагруженных трансформаторов и пусковых токов электродвигателей, а также повторное зажигание дуги при расхождении контактов. Эти перенапряжения могут быть эффективно ограничены с помощью ограничителей перенапряжений (ОПН), устанавливаемых параллельно контактам выключателей.

Что касается собственно ОПН, то они пришли на смену вентильным разрядникам и предназначаются для защиты линий

электропередачи и электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений. Современные ОПН позволяют ограничить коммутационные перенапряжения до $1,8U_{ф.раб.макс}$, а грозовые – до $(2,0-2,2) \times U_{ф.раб.макс}$. В результате междуфазные расстояния и расстояния между фазой и заземленными частями могут быть сокращены. ОПН позволяют защищать воздушные и кабельные линии электропередачи, электрооборудование подстанций, генераторы и электродвигатели. Они могут применяться в сетях с глухозаземленной и изолированной нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор или резистор. На воздушных линиях ОПН могут подключаться как между фазами, так и между фазой и заземленной опорой.

6.3. Определение оптимального состояния электрических сетей с использованием локальных критериев оптимизации

С использованием основных методических принципов по расчету потерь электроэнергии, приведенных в главе 2, обоснованно определяются существующие уровни технических потерь ΔW_T в электрических сетях энергосистем. Они позволяют оценить и проанализировать существующее состояние сетей.

Далее необходимо осуществлять целенаправленное движение в сторону оптимального состояния электрических сетей, т.е. такого состояния, при котором значение ΔW_T стремилось бы к своему экономическому значению ΔW_3 . Ранее было показано, что для каждого режимного показателя, в том числе и для потерь электрической энергии, существуют два критериальных значения – экономически целесообразное ΔW_3 и технически допустимое ΔW_d . Экономически целесообразные значения потерь ΔW_3 , как правило, несколько меньше их технически допустимых значений ΔW_d . Поэтому полный спектр значений фактических потерь может располагаться в трех условных зонах (рис. 6.1).

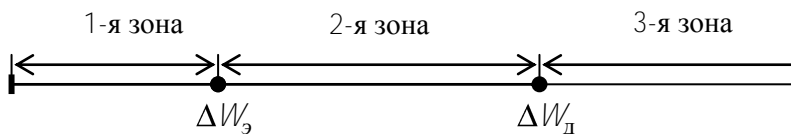


Рис. 6.1 Зоны полного спектра значений потерь электрической энергии

Критериальные режимные параметры, как локальные критерии оптимизации, позволяют в полной мере производить анализ режимов работы электрических сетей и однозначно определять мероприятия по повышению пропускной способности элементов системы. В данном параграфе разработаны концептуальные основы определения оптимального состояния электрических сетей с использованием локального критерия оптимизации – экономически обоснованного уровня потерь электроэнергии.

Напомним, что в самом общем виде стоимость передачи электроэнергии C_{Π} состоит из двух составляющих $C_{\text{пл}}$ и $C_{\text{пс}}$:

$$C_{\Pi} = C_{\text{пл}} + C_{\text{пс}} = \frac{\rho_{\text{л}} K_{\text{л}} + \Delta W_{\text{кор}} \beta_{\text{кор}} + \Delta W_{\text{нл}} \beta_{\text{нл}}}{W} + \frac{\rho_{\text{т}} K_{\text{т}} + \Delta W_{\text{хт}} \beta_{\text{хт}} + \Delta W_{\text{нт}} \beta_{\text{нт}}}{W}. \quad (6.1)$$

Так как $\Delta W \% = (\Delta W_{\text{н}} / W) \cdot 10^2$, то $W = \Delta W_{\text{н}} \cdot 10^2 / \Delta W \%$, поэтому зависимость C_{Π} в функции относительных нагрузочных потерь электроэнергии $\Delta W \%$ может быть представлена в виде трех составляющих:

$$C_{\Pi} = \frac{A}{\Delta W \%} + \frac{B}{\Delta W \%} + C \Delta W \%.$$

Первая составляющая $A / \Delta W \%$ характеризует изменение суммарной стоимости сети, вторая $B / \Delta W \%$ – изменение стоимости условно-постоянных потерь в сети, а третья $C \Delta W \%$ – изменение стоимости переменных потерь электроэнергии:

$$A = \frac{\rho \cdot K \cdot R_3 \cdot \bar{k}_\Phi^2 \cdot 10^2}{\bar{U}^2 \cdot \overline{\cos^2 \varphi}}; \quad B = \frac{\Delta W_\Pi \cdot \beta_\Pi \cdot R_3 \cdot \bar{k}_\Phi^2 \cdot 10^2}{\bar{U}^2 \cdot T \cdot \overline{\cos^2 \varphi}}; \quad C = \frac{\beta}{10^2} -$$

коэффициенты, вычисляемые по обобщенным техническим и экономическим показателям сети;

R_3 – эквивалентное по потерям сопротивление сети;

ΔW_Π – условно-постоянные потери электроэнергии;

β_Π – стоимость 1кВ·ч ΔW_Π .

Графическая интерпретация зависимости (6.1) показана на рис. 6.2, где $D = (A + B)$.

Проанализируем рис. 6.1 и 6.2. Из рис. 6.2 видно, что для любой электрической сети существует одна единственная точка, в которой условно-постоянная составляющая стоимости $D/\Delta W\% = A/\Delta W\% + B/\Delta W\%$ равна переменной составляющей $C\Delta W\%$. В этой точке стоимость передачи электрической энергии C_Π будет минимальна (C_{\min}), а значение нагрузочных потерь электрической энергии равно оптимальной величине ΔW_3 . Учитывая неизбежные информационные погрешности, на практике можно говорить лишь о возможной зоне оптимума, заключенной между штриховыми линиями. Когда фактическое значение технических потерь электроэнергии находится в зоне 1 (точка $\Delta W'_T$), то условно-постоянная – составляющая C'_Π , отмеченная точкой D' , будет преобладать над переменной составляющей $C\Delta W\%$ (точка C') – сеть недогружена. При дальнейшей разгрузке сети (движение вверх по стрелке от точки C'_Π) величина C_Π будет увеличиваться далее. Движение в сторону оптимума к точке C_{\min} (вниз по стрелке от C'_Π) можно осуществить путем уменьшения слагаемого $D/\Delta W\%$ двумя способами: удешевлением сети за счет снижения составляющей $A/\Delta W\%$ и уменьшением стоимости условно-постоянных потерь $B/\Delta W\%$.

Никаких дополнительных финансовых средств на проведение технических мероприятий по снижению потерь электрической энергии здесь не требуется, т.к. любое техническое решение будет заведомо экономически нецелесообразным – стоимость сети и так завышена. Приоритетными здесь будут организационные мероприятия, если с их помощью можно улучшить режим сети.

Если фактическое значение ΔW_T находится во второй зоне (точка ΔW_T^{II}), то в этом случае условно-постоянная составляющая C_{II} (точка D^{II}) будет меньше переменной (точка C^{II}) – нагрузка сети больше оптимальной. Оптимальное движение здесь (влево по стрелке от C_{II}^{II}) можно осуществить либо за счет удорожания сети (увеличения составляющей $D^{II} / \Delta W\%$), либо за счет снижения значения $C \Delta W\%$. При этом все технические мероприятия, направленные на повышение пропускной способности сети, чаще всего приводят к одновременному увеличению стоимости сети и снижению нагрузочных потерь электрической энергии. В обоих случаях происходит одновременное воздействие на оба фактора.

Из изложенного вытекает, что зависимости вида рис. 6.2, построенные для различных электрических сетей, позволяют однозначно определить направление движения в сторону оптимального состояния сетей, но, к сожалению, они не дают ответа на вопрос: как это делать? Для выработки оптимальной траектории необходимо разработать соответствующие количественные критерии, позволяющие целенаправленно двигаться в зону ΔW_3 путем поэтапного осуществления организационных мероприятий при работе сети в зоне I, организационно-технических – при работе во II зоне и технических – в зоне III.

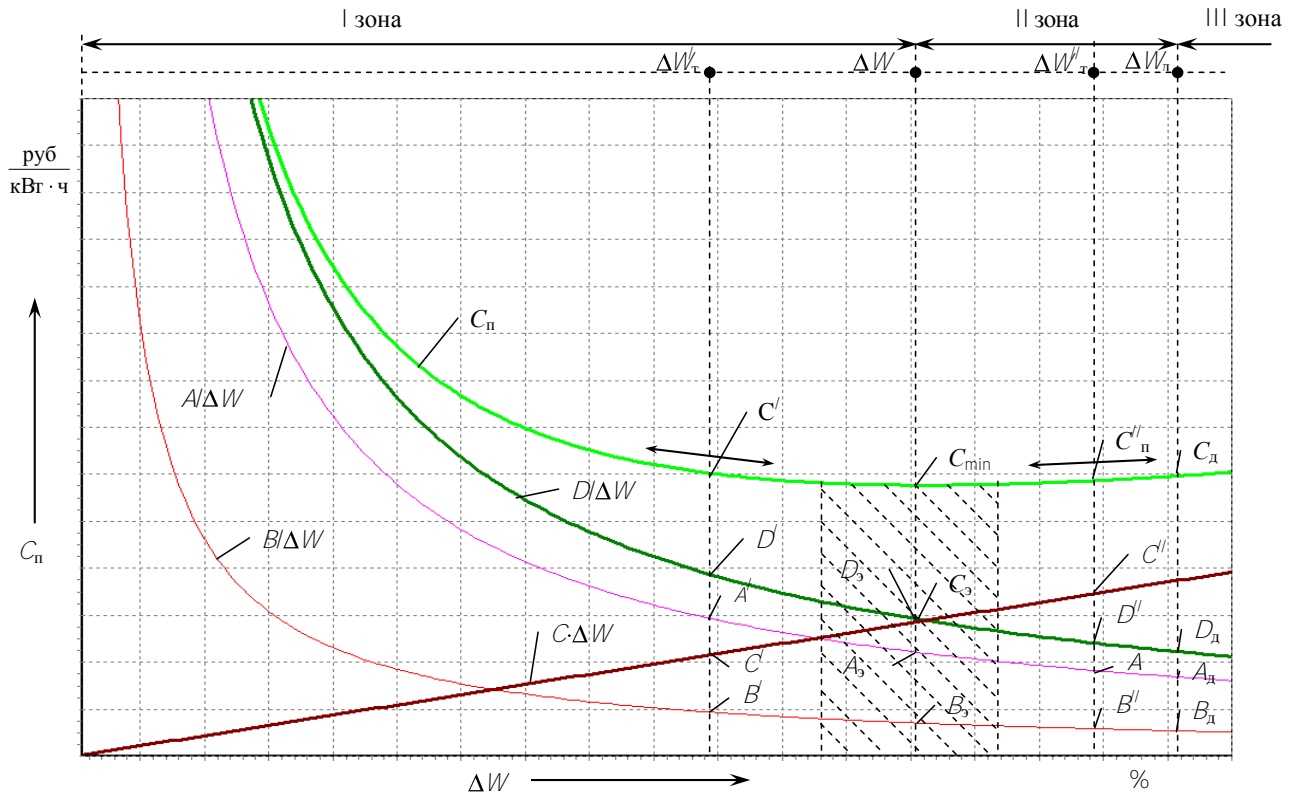


Рис. 6.2. Графическая интерпретация зависимости $C_n = f(\Delta W\%)$

К ним (количественным критериям) прежде всего следует отнести исследования по оценке влияния основных факторов, формирующих потери электроэнергии в сетях, на величину потерь с использованием аппарата теории чувствительностей и на этой основе разработать и реализовать соответствующие математические модели, приближающие исследователя к нахождению оптимального состояния электрической сети. Результаты теоретических и практических работ по данному вопросу изложены в следующих параграфах главы.

Блок-схема структурного алгоритма, отражающая разработанные выше теоретические положения, представлена на рис. 6.3.

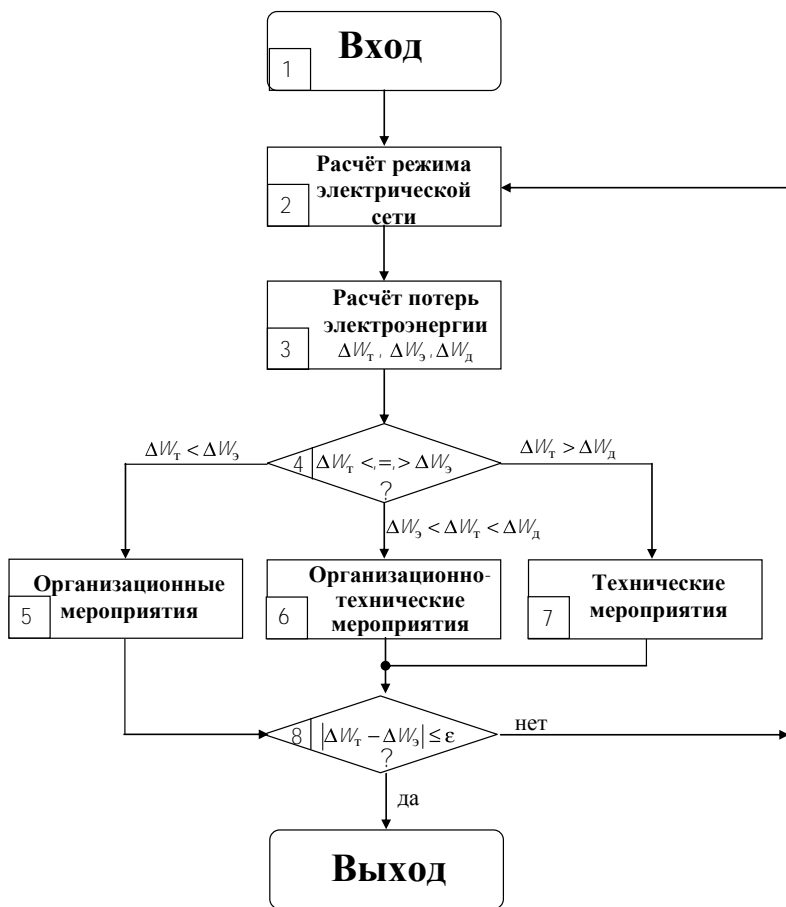


Рис. 6.3. Структурная схема достижения оптимальных уровней потерь в сетях

6.4. Определение приоритетных мероприятий по оптимизации электрических сетей на основе теории чувствительности

После определения направления движения в сторону оптимального состояния электрических сетей возникает следующий пока еще не решенный вопрос: за счет какого конкретного набора мероприятий это можно сделать для реальной электрической сети? Сами мероприятия хорошо известны. Они классифицированы и подробно рассмотрены в [58], где установлен порядок разработки и формирования планов мероприятий по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям, определена цель планирования и внедрения мероприятий по снижению потерь. Однако в условиях эксплуатации электрических сетей наиболее эффективные мероприятия можно определить только после соответствующего технико-экономического анализа всех возможных мероприятий. Во избежание этого предлагается осуществлять предварительную количественную оценку возможных мероприятий по снижению потерь и определять приоритетные мероприятия по оптимизации электрических сетей на основе теории чувствительности [59].

Из теории чувствительности известно, что для оценки чувствительности любого обобщенного показателя Y к изменению того или иного влияющего фактора X_j используют обычно частные производные [59]:

$$S_j = \frac{\partial Y}{\partial X_j},$$

где S_j – чувствительность показателя (показывает степень реакции показателя на изменение исходных данных);

Y – обобщенный режимный показатель;

X_j – первичные исходные данные.

Рассчитанные по всем видам исходных данных ($j = 1, \dots, n$) показатели чувствительности позволяют оценить величину изменения показателя Y в зависимости от изменения каждого фактора X_j , но не дают представления о силе влияния отдельных

исходных данных на изучаемый показатель. Для этой цели используется более общий показатель чувствительности, именуемый коэффициентом эластичности [59]:

$$\delta_j = S_j \frac{X_j}{Y}. \quad (6.2)$$

Коэффициент эластичности δ_j показывает относительное изменение обобщенного показателя Y при единичном относительном изменении исходного фактора X_j .

Различные обобщенные показатели обладают неодинаковой чувствительностью к изменению исходных данных, поэтому особое внимание следует обращать на те показатели, незначительное изменение которых сильно влияет на результат.

Оценка возможной суммарной погрешности при расчете обобщенного режимного показателя обычно выполняется по точности используемых исходных данных. На основании теории ошибок абсолютная погрешность ΔY в расчете обобщенного показателя Y может быть определена по выражению [59]

$$\Delta Y = \pm \sqrt{\sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial Y}{\partial X_j} \right)^2} \Delta X_j^2, \quad (6.3)$$

где ΔX_j – абсолютная погрешность в определении исходных данных.

Относительное значение погрешности Y будет [59]

$$\epsilon = \frac{\Delta Y}{Y} = \pm \sqrt{\sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial Y}{\partial X_j} \cdot \frac{X_j}{Y} \right)^2 \left(\frac{\Delta X_j}{X_j} \right)^2} = \pm \sqrt{\sum_{j=1}^n \delta_j^2 \cdot \epsilon_j}, \quad (6.4)$$

где $\epsilon = \Delta X_j / X_j$ – относительная погрешность в задании исходных данных X_j

δ_j – показатели эластичности к изменению показателя X_j .

Из формулы (6.4) видно, что ошибка в определении показателя Y будет тем больше, чем больше ошибка в задании исходных данных.

Ошибка увеличивается также при увеличении коэффициентов эластичности δ_j .

Использование формул вида (6.3), (6.4) предполагает, что абсолютные погрешности задания исходных данных ΔX_j известны.

Теоретически эти погрешности можно определить по заданному уровню суммарной ошибки $\bar{\epsilon}$ обобщенного показателя Y . При этом возможны два способа. Первый способ основан на предположении о том, что суммарная ошибка ϵ определяется только погрешностью исследуемого показателя, а погрешности других влияющих факторов принимаются равными нулю. В этом случае наибольшая погрешность ϵ_j^{\max} рассматриваемого показателя X_j вычисляется по формуле

$$\epsilon_j^{\max} = \frac{\bar{\epsilon}}{\delta_j},$$

если $\epsilon = 0.05$, то
$$\epsilon_j^{\max} = \frac{0.05}{\delta_j}. \quad (6.5)$$

Второй способ учитывает влияние всех факторов, однако считается, что все показатели одинаково участвуют в формировании погрешности результата. Тогда допустимая погрешность $\epsilon_j^{\text{доп}}$ показателя X_j определится как

$$\epsilon_j^{\text{доп}} = \frac{\bar{\epsilon}}{\delta_j \sqrt{n}},$$

если $\epsilon = 0,05$, то
$$\epsilon_j^{\text{доп}} = \frac{0.05}{\delta_j \sqrt{n}}, \quad (6.6)$$

где n – число влияющих факторов;

δ_j – показатель эластичности фактора j .

Формулы (6.5), (6.6) получены при частных допущениях, что изменения других исходных данных не происходит и погрешность результата обусловлена только погрешностью используемого пока-

зателя или что все исходные данные оказывают равное влияние на формирование ошибки результата. В то же время представляет интерес вопрос – какова может быть максимальная погрешность в задании каждого формирующего показателя при одновременном изменении всех исходных данных. Для этих целей рекомендуется выражение [59]

$$\varepsilon_j = \pm \frac{\varepsilon}{\delta_j^2 \sqrt{\sum_{j=1}^n \frac{1}{\delta_j^2}}},$$

где ε_j – максимально возможное значение каждого исходного показателя при одновременном изменении всех данных.

Практически установить допустимые пределы используемых исходных данных весьма сложно, поскольку, как правило, на формирование погрешности одного показателя оказывает влияние целый ряд факторов и не все они поддаются учету.

Например, сопротивление провода зависит от температуры окружающей среды, климатических условий, величины нагрузки и других показателей [60]. Для получения погрешностей изменения исходных данных в условиях эксплуатации требуется проведение исследований по накоплению и обработке необходимого статистического материала. В настоящее время эта работа пока не завершена, хотя ряд вопросов по оценке погрешностей исходных параметров и результатов расчета уже нашел свое отражение в специальной литературе [57–60].

Теоретический анализ погрешностей легче выполнить с использованием тех же показателей чувствительности. Ниже исследовано аналитическое выражение для оценки потерь электроэнергии в электрических сетях. Подобный анализ можно провести и для любого другого формируемого показателя.

Исходным критериальным выражением служит формула для определения нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях:

$$\Delta W = \frac{W_p^2 + W_q^2}{\bar{U}_3^2 T} k_\Phi^2 R_3, \quad (6.7)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

W_p – отпуск активной энергии в сеть;

W_q – отпуск реактивной энергии в сеть;

\bar{U}_3 – среднее эксплуатационное напряжение сети;

T – расчетный период;

k_Φ^2 – квадрат коэффициента формы графика нагрузки;

R_3 – эквивалентное сопротивление сети.

В качестве примера обобщенные исходные данные для проведения расчетов по четырем предприятиям электрических сетей – БЭС, УЭС, ДЭС и ЮЭС приведены в табл. 6.2.

Таблица 6.2

Исходные данные для исследования чувствительности потерь электроэнергии к изменению исходных данных

Показатель	Предприятия электрических сетей			
	БЭС	УЭС	ДЭС	ЮЭС
W_p , МВт·ч	225517	352600	309602	281411
W_q , Мвар·ч	133737	209100	183601	166883
\bar{U}_3 , кВ	10,6	10,4	10,4	10,6
T , ч	8760	8760	8760	8760
k_Φ , о.е.	1.300	1.375	1.450	1.500
R_3 , Ом	0.059	0.0405	0.0534	0.041
ΔW , МВт·ч	6994	13580	15350	10030

Формулы для оценки чувствительности величины потерь к основным влияющим факторам сведены в таблицу (табл. 6.3).

Таблица 6.3

Формулы для оценки чувствительности

Показатель	Формула чувствительности
1	2
W_p	$\frac{2W_p}{\bar{U}_3^2 T} k_\Phi^2 R_3$
W_q	$\frac{2W_q}{\bar{U}_3^2 T} k_\Phi^2 R_3$
\bar{U}_3	$-\frac{2(W_p^2 + W_q^2)}{\bar{U}_3^3 T} k_\Phi^2 R_3$
T	$-\frac{(W_p^2 + W_q^2)}{\bar{U}_3^2 T^2} k_\Phi^2 R_3$

Окончание табл. 6.3

1	2
k_Φ	$\frac{W_p^2 + W_q^2}{\bar{U}_3^2 T} R_3$
R_3	$\frac{W_p^2 + W_q^2}{\bar{U}_3^2 T} k_\Phi^2$

Численные значения чувствительностей, рассчитанные по формулам из табл. 6.3, приведены в табл. 6.4.

Таблица 6.4

Численные значения чувствительностей

Показатель	Предприятия электрических сетей			
	БЭС	УльЭС	ДЭС	ЮЭС
W_p	0,04640	0,05699	0,07337	0,05275
W_q	0,0275	0,0338	0,0435	0,0313
\bar{U}_3	-1335	-2612	-2952	1893
T	-0,808	-1,550	-1,753	-1,145
k_Φ	10888,48	19750,00	21180,00	-13380,00
R_3	118033,28	335300,00	287500,00	244700,00

Коэффициенты чувствительности в рассматриваемом виде не дают представления об оценке силы влияния отдельных показателей на результат. Для этой цели удобнее использовать коэффициенты эластичности. Для исследуемого аналитического выражения коэффициенты эластичности потерь определяются по формулам, приведенным в табл. 6.5.

Таблица 6.5

Формулы для расчета коэффициентов эластичностей

Показатель	Формула эластичности
1	2
W_p	$\frac{W_p^2}{\bar{U}_3^2 T \Delta W} 2k_\Phi^2 R_3$

Окончание табл. 6.5

1	2
W_q	$\frac{W_q^2}{\bar{U}_3^2 T \Delta W} 2k_\Phi^2 R_3$
\bar{U}_3	$-\frac{W_p^2 + W_q^2}{\bar{U}_3^2 T \Delta W} 2k_\Phi^2 R_3$
T	$-\frac{W_p^2 + W_q^2}{\bar{U}_3^2 \Delta W T} k_\Phi^2 R_3$
k_Φ	$\frac{W_p^2 + W_q^2}{\bar{U}_3^2 T \Delta W} 2k_\Phi^2 R_3$
R_3	$\frac{W_p^2 + W_q^2}{\bar{U}_3^2 T \Delta W} k_\Phi^2 R_3$

Численные значения эластичностей сведены в табл. 6.6.

Таблица 6.6

Численные значения эластичностей

Показатель	Предприятия электрических сетей			
	БЭС	УльЭС	ДЭС	ЮЭС
W_p	1.480	1.480	1.480	1.480
W_a	0.5202	0.5204	0.5203	0.5204
\bar{U}_3	-2	-2	-2	-2
T	-1	-1	-1	-1
k_Φ	2	2	2	2
R_3	1	1	1	1

Напомним, что эластичности показывают, на сколько процентов изменяется результирующий показатель – потери электроэнергии при изменении любого из исходных показателей на один процент.

Анализ данных табл. 6.6 позволяет установить следующее:

1) различные показатели оказывают неодинаковое влияние на величину потерь в сетях;

2) влияние на потери тем больше, чем больше удельный вес показателей, с которыми они связаны (W_p) и чем выше показатель степени этого фактора в формуле потерь (W_p^2 , \bar{U}_3^2 , k_Φ^2).

Показатель	Предприятия электрических сетей			
	БЭС	УЭС	ДЭС	ЮЭС
W_p	1,48	1,48	1,48	1,48
\bar{U}_3	-2	-2	-2	-2
k_Φ	2	2	2	2

3) различные показатели, например T и R_3 , \bar{U}_3 и k_Φ , оказывают одинаковое влияние на результат, т.к. имеют одинаковые эластичности.

Показатель	Предприятия электрических сетей			
	БЭС	УЭС	ДЭС	ЮЭС

U_3	-2	-2	-2	-2
T	-1	-1	-1	-1
k_Φ	2	2	2	2
R_3	1	1	1	1

При неизменных отпусках энергии и расчетном периоде факторами, наиболее сильно влияющими на величину потерь в сетях, являются эквивалентное сопротивление и график нагрузки потребителей. Их изменение будет в наибольшей степени влиять на величину потерь в сетях. Таким образом, эти факторы являются первоочередными доказательными мероприятиями по снижению потерь.

Приведенные рассуждения относятся к эквивалентным электрическим сетям с сопротивлением R_3 и могут служить основой для выработки обоснованной стратегии по снижению потерь в сетях. Раскрывая выражение вида (6.7) можно получить инструментарий для обобщенного анализа отдельной распределительной линии, представленной параметрами r_3, l, S_T, n [12]:

$$\Delta W = \frac{W_p^2 + W_q^2}{U_3^2 \cdot T} \cdot k_\Phi^2 \cdot r_3, \quad (6.8)$$

$$\Delta W = \frac{W_p^2 + W_q^2}{U_3^2 \cdot T} \cdot k_\Phi^2 \cdot \frac{1}{S_T^2} \cdot (a_0 + a_1 \cdot 1 + a_2 \cdot S_T + a_3 \cdot n), \quad (6.9)$$

где a_0, a_1, a_2, a_3 – коэффициенты линейного уравнения регрессии для определения величины r_3 ,

или для углубленного поэлементного анализа режимных и топологических данных схем сетей

$$\Delta W = \sum_1^m \frac{W_{p_{li}}^2 + W_{q_{li}}^2}{U_3^2 \cdot T} \cdot k_{\Phi_{li}}^2 \cdot r_{li}^2 + \sum_1^n \frac{W_{p_{mj}}^2 + W_{q_{mj}}^2}{U_3^2 \cdot T} \cdot k_{\Phi_{mj}}^2 \cdot r_{mj}; \quad (6.10)$$

$$r_{Ii} = \rho_{Ii} \cdot \frac{I_i}{F_i}, \quad (6.11)$$

$$r_{Tj} = \Delta P_{kj} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{Tj}^2}. \quad (6.12)$$

Коэффициенты чувствительности, рассчитанные по несложной формуле вида (6.2), полученные с использованием выражений (6.8)–(6.12), по всем входящим в них параметрам позволяют на разных иерархических уровнях разрабатывать стратегию управления электрически-ми сетями и могут быть положены в основу поэтапной (сверху вниз) оптимизации их топологических и режимных параметров, приближающей фактическое состояние сетей к оптимальному и поддерживающей адекватные уровни потерь электрической энергии. Для достижения этой цели, прежде всего, необходимо разработать вид и структуру качественной дифференцируемой целевой функции. Методика отыскания оптимального состояния электрических сетей в статической постановке изложена ниже.

6.5. Методика отыскания оптимального состояния электрических сетей в статической постановке

Исходные предпосылки. В соответствии с теоретическими положениями по определению оптимального состояния электрических сетей по критерию оптимальных уровней потерь в сетях при попадании во вторую или третью зону полного спектра значений фактических потерь электрической энергии возникает задача оптимизации объемов и сроков работ по снижению потерь. При этом величина *относительных* потерь, получаемая в результате внедрения эффективных мероприятий по их снижению, будет отличаться для различных сетей в зависимости от их технического состояния, степени загрузки и графиков нагрузки. Разнообразие видов мероприятий обуславливает и многообразие технических мероприятий по их использованию. Например, одинаковая степень снижения потерь в сетях может быть достигнута различными

мероприятиями, например, заменой проводов или установкой батарей статических конденсаторов (БСК). Кроме того, возможно совместное рассмотрение и одновременное внедрение нескольких мероприятий. Таким образом, возникает задача выбора из множества решений оптимального с точки зрения принятого критерия оптимальности. В общем случае задача сводится к простому перебору всех возможных вариантов технического решения, что практически неосуществимо. Для этой цели предназначены различные методы решения оптимизационных задач [3–6, 8, 9, 13]. Применение одного из таких методов и разработка методики отыскания оптимального состояния электрических сетей в статической постановке осуществлены ниже. Задача решена на примере разомкнутых электрических сетей 6–20 кВ. Для данных сетей основные мероприятия, которые могут быть включены в план, следующие:

- оптимизация мест размыкания сетей 6–20 кВ с двухсторонним питанием;
- установка и ввод в работу устройств компенсации реактивной мощности;
- замена проводов на перегруженных линиях;
- замена трансформаторов на потребительских подстанциях 6–20/0,38 кВ (недогруженных на трансформаторы меньшей номинальной мощности и наоборот);
- перевод сетей 6 кВ на напряжение 10 кВ.

Первая и последняя из перечисленных задач являются отдельными самостоятельными подсистемами управления распределительными сетями, поэтому в данном параграфе в качестве взаимосвязанного набора задач рассматривается только замена дискретных параметров распределительных сетей (провода, потребительские трансформаторы и батареи статических конденсаторов).

Процесс решения любой оптимизационной задачи включает в себя три основных этапа:

- 1) выбор объективного критерия оптимальности;
- 2) построение математической модели задачи, важнейшими компонентами которой являются вид и структура исследуемой целевой функции;

3) разработка эффективного метода решения задачи, т.е. ее алгоритмизация.

Стремление к обеспечению максимальной экономичности работы всех звеньев энергосистемы, включая электрические сети, ориентирует на использование в качестве критериев оптимальности экономических критериев. В качестве основного критерия в настоящее время рекомендуется использовать максимум чистой дисконтированной стоимости, а также такие вспомогательные показатели экономической эффективности, как внутренняя форма рентабельности, период окупаемости, индекс доходности [33].

В рассматриваемой задаче требуется выбрать оптимальный вариант технического решения из нескольких альтернативных. В [33] показано, что в этом случае можно использовать известный экономический критерий – приведенные затраты Z .

В общем виде суммарные приведенные затраты рассчитываются по формуле [5]

$$Z = E_H \cdot K + И, \quad (6.13)$$

где E_H – ссудный (банковский) процент;

K – капитальные затраты на внедрение мероприятий;

$И$ – ежегодные издержки (себестоимость продукции).

Составляющие затрат на внедрение мероприятий рассчитываются по прейскурантам, сметным нормам, укрупненным единичным расценкам, удельным показателям стоимости и справочным данным, приведенным в [7].

В данном случае суммарные капитальные вложения рассматриваемых мероприятий по повышению экономичности работы сети определяются по формуле

$$K = \sum_1^n K_{F_i} + \sum_1^m K_{S_j} + \sum_1^e K_{Q_k}, \quad (6.14)$$

где K_{F_i} – капитальные вложения на замену провода (кабеля) сечением F на i -м участке сети;

K_{S_j} – капитальные вложения на замену j -го трансформатора мощностью S_j

K_{Q_k} – капитальные вложения на установку компенсирующего устройства мощностью Q в k -м узле сети.

Затраты K на капитальный ремонт и реконструкцию электрических сетей или их элементов складываются из трех составляющих [61]:

$$K = K_H + K_{DM} + K_L, \quad (6.15)$$

где K_H – капитальные затраты на строительство и монтаж нового оборудования;

K_{DM} – стоимость демонтажа оборудования;

K_L – ликвидная стоимость оборудования, пригодного для использования на других объектах.

Величина K_H включает в себя все денежные затраты производственного назначения, в том числе стоимость строительно-монтажных работ K_{CM} , оборудования, механизмов и инвентаря K_O , а также прочие затраты $K_{пр}$, в которые входят и транспортные расходы:

$$K_H = K_{CM} + K_O + K_{пр}. \quad (6.16)$$

Исследуем каждое из рассматриваемых мероприятий отдельно и соответственно составляющие выражения (6.16).

Исходя из приведенных общих соображений величина K_{F_j}

$$K_{F_j} = K_{CM_j} + K_{O_j} + K_{пр_j} + K_{DM_j} - K_{L_j}.$$

Стоимость строительно-монтажных работ K_{CM_j} зависит от характера местности (населенная и ненаселенная) и номинального напряжения сети. Приближенно значения K_{CM_j} могут быть вычислены по линейному уравнению регрессии [61]:

$$K_{CM_j} = a_{CM} + b_{CM} \cdot F_j.$$

Стоимость провода K_{0i} зависит от сечения провода, причем эта зависимость для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов носит линейный характер (рис. 6.4):

$$K_{0i} = G_{yi} \cdot C_{yi},$$

где G_{yi} – удельная норма весового расхода проводов на один километр воздушной линии с учетом нормальных отходов;

C_{yi} – стоимость одной тонны провода данного сечения.

Стоимость демонтажа провода вычисляется по формуле

$$K_{дмi} = [K_{дмi} + K_{0i}] \cdot k_{нi} - K_{0i} \cdot k_{пi} \cdot k_{дмi},$$

где $k_{нi}$ – коэффициент накладных расходов;

$k_{пi}$ – коэффициент плановых накоплений;

$k_{дмi}$ – коэффициент демонтажа ($k_{дм} = 0,4$ для проводов, предназначенных для дальнейшего использования, $k_{дм} = 0,3$ для проводов, идущих на металлолом).

Ликвидная стоимость $K_{лi}$ определяется на основании специальных актов, учитывающих как моральный, так и физический износ. При отсутствии актов величина $K_{лi}$ определяется по [61]:

$$K_{лi} = K_{0i} \cdot \left(1 - \frac{\rho_p \%}{100} \cdot t \right),$$

где $\rho_p \%$ – норма отчислений на реновацию, % [7];

t – срок службы оборудования до его демонтажа.

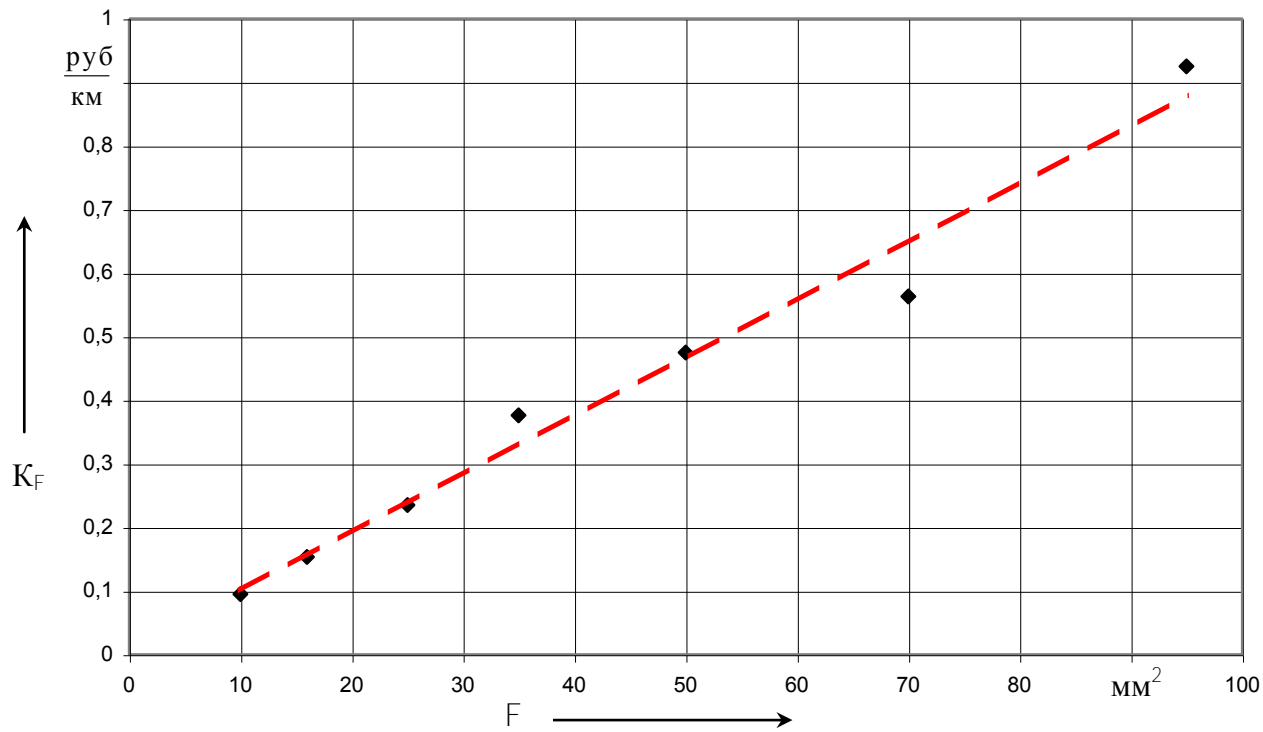


Рис. 6.4. Корреляционные поля точек зависимости $K_F = f(F)$

Опуская составляющую $K_{прj}$, запишем в общем виде формулу для определения суммарных капитальных затрат на замену проводов по сети в целом с учетом коэффициента территориальности $k_{терj}$:

$$\sum_1^n K_{Fj} = \sum_1^n \left\{ \left[K_{смj} \cdot k_{терj} + G_{yj} \cdot C_{yj} + \left[K_{смj} + K_{оFj} \right] k_{Hj} - K_{оFj} \right] \times k_{Пj} \cdot k_{ДМj} - K_{оFj} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{pj} \%}{100} \cdot t \right) \right\} \cdot l_j, \quad (6.17)$$

где l_j – длина участка линии, на которой производится замена провода.

Рассуждая аналогичным образом и имея в виду, что

$$K_{ДМj} = \left[K_{смj} + K_{Тj} \right] k_{Hj} - K_{Тj} \cdot k_{Пj} \cdot k_{Дj},$$

а все составляющие капитальных вложений для компенсирующих устройств аналогичны трансформаторным, запишем:

$$\sum_1^m K_{Sj} = \sum_1^m \left\{ \left[K_{смj} \cdot k_{терj} + K_{оSj} + \left[K_{смj} + K_{оSj} \right] k_{Hj} - K_{оSj} \right] \times k_{Пj} \cdot k_{ДМj} - K_{оSj} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{pj} \%}{100} \cdot t \right) \right\}, \quad (6.18)$$

$$\sum_1^l K_{Qk} = \sum_1^l \left\{ \left[K_{смk} \cdot k_{терk} + K_{оQk} + \left[K_{смk} + K_{оQk} \right] k_{Hk} - K_{оQk} \right] \times k_{Пk} \cdot k_{ДМk} - K_{оQk} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{pk} \%}{100} \cdot t \right) \right\}. \quad (6.19)$$

Подставляя (6.17), (6.18), (6.19) в (6.14), получим формулу для определения суммарных капитальных затрат на внедрение мероприятий по снижению потерь в электрических сетях 6–20 кВ. Таким образом определяется первая составляющая $E_H \cdot K$ в выражении (6.13). Ежегодные издержки И включают издержки на амортизацию I_a , обслуживание сетей I_o и затраты на потери электроэнергии $Z_{\Delta W}$ [7]:

$$И = I_a + I_o + Z_{\Delta W}.$$

Издержки на амортизацию (капитальный ремонт и восстановление первоначальной стоимости объекта) и издержки на обслуживание сетей (текущий ремонт, заработная плата, производственные и непроизводственные расходы) можно определить в процентах от капитальных вложений [7]:

$$I_a = \frac{\rho_a \%}{100} \cdot K; \quad I_o = \frac{\rho_o \%}{100} \cdot K. \quad (6.20)$$

Теперь с учетом (6.17), (6.18), (6.19) и (6.20) в общем виде формула (6.13) будет выглядеть следующим образом:

$$Z = E_n \cdot \left(\sum_1^n K_{F_i} + \sum_1^m K_{S_j} + \sum_1^l K_{Q_k} \right) + \left(\frac{\rho_{ai} \%}{100} + \frac{\rho_{oi} \%}{100} \right) \cdot \sum_1^n K_{F_i} + \left(\frac{\rho_{aj} \%}{100} + \frac{\rho_{oj} \%}{100} \right) \cdot \sum_1^m K_{S_j} + \left(\frac{\rho_{ak} \%}{100} + \frac{\rho_{ok} \%}{100} \right) \cdot \sum_1^l K_{Q_k} + Z_{\Delta W} \quad (6.21)$$

Составляющая $Z_{\Delta W}$ определяется традиционными способами [7, 61]. Задача решена. Искомая целевая функция сформирована.

Для отыскания оптимального состояния электрических сетей за счет замены их дискретных параметров используем методику, основанную на исследовании матрицы эластичностей, вычисляемой по всем оптимизируемым параметрам одновременно. Для определения коэффициентов эластичностей необходимо соответствующим образом модифицировать исходную целевую функцию (6.21), а именно представить ее в виде, позволяющем дифференцировать функцию по оптимизируемым F , Q , S параметрам. Необходимые аналитические преобразования выполнены ниже. Напомним, что величина Z состоит из суммы трех составляющих:

$$Z = Z_F + Z_S + Z_Q.$$

Модифицируем в начале составляющую Z_F :

$$\begin{aligned}
Z_F &= \rho_F \cdot \sum_1^n K_{F_i} + \sum_1^n \Delta P_i \cdot \tau_i \cdot \beta_i = \\
&= \rho_F \cdot \sum_1^n \left[K_{см_i} + K_{O_i} + K_{пр_i} + K_{дм_i} - K_{л_i} \right] + \sum_1^n \Delta P_i \cdot \tau_i \cdot \beta_i,
\end{aligned} \tag{6.32}$$

где $\rho_F = E_h + \rho_{a_i} + \rho_{o_i}$.

В целях упрощения составляющую $K_{пр_i}$ не учитываем. Известно, что $K_{см_i} = f(F_i)$ [61], $K_{O_i} = f(F_i)$ (см. рис. 6.4), $K_{дм_i} = f(F_i)$, $K_{л_i} = f(F_i)$, причем

$$K_{см_i} = a_{смF} + b_{смF} F_i,$$

$$K_{O_i} = a_{OF} + b_{OF} F_i,$$

$$K_{дм_i} \cong k_{дм} \cdot K_{см_i}.$$

Тогда

$$\begin{aligned}
Z_F &= \rho_F \cdot \sum_1^n \left[(a_F + b_F \cdot F_i) + (a_{OF} + b_{OF} \cdot F_i) + k_{дм} \cdot (a_{смF} + b_{смF} \cdot F_i) - \right. \\
&\quad \left. (a_{OF} + b_{OF} \cdot F_i) \left(1 - \frac{\rho_{pi}\%}{100} t \right) \right] + \sum_1^n \Delta P_i \cdot \tau_i \cdot \beta_i,
\end{aligned} \tag{6.36}$$

или

$$Z_F = \rho_F \cdot \sum_1^n \left[(a_F + b_F \cdot F_i) + (a_{OF} + b_{OF} \cdot F_i) \left(1 - \frac{\rho_{pi}\%}{100} t \right) \right] + \sum_1^n \Delta P_i \cdot \tau_i \cdot \beta_i,$$

где

$$a_F = a_{смF} + a_{OF} + k_{дм} \cdot a_{смF};$$

$$b_F = b_{смF} + b_{OF} + k_{дм} \cdot b_{смF};$$

$$\Delta P_i \approx 3 I_{\max i}^2 \cdot \frac{\rho \cdot l_i}{F_i} \cdot \tau_i \beta_i.$$

Искомый коэффициент эластичности Z к изменению сечения провода F , вычисляемый по формуле (6.2), в рассматриваемых условиях будет

$$\frac{\partial Z \cdot F_i}{\partial F_i \cdot Z} = \frac{\rho_j \cdot \sum_1^n (a_{0F} + b_{0F} \cdot F_i) \cdot (a_{0F} + b_{0F} \cdot F_i) \cdot \left(1 - \frac{\rho_{0P\%}}{100} \cdot t\right) - 3I_{\max i}^2 \cdot \frac{\rho \cdot l_i}{F_i} \cdot \tau_j \beta_j}{3}$$

Аналогичным образом выводятся и будут выглядеть формулы для расчета коэффициентов эластичностей затрат к изменению мощностей трансформаторов и компенсирующих устройств:

$$Z_S = \rho_S \cdot \sum_1^m K_{Sj} + \sum_1^m \Delta W_j \cdot \beta_j = \rho_S \cdot \sum_1^m K_{Sj} + \sum_1^m \Delta R_{0j} \cdot T \cdot \beta_{0j} + \sum_1^m \Delta R_{кзj} \cdot \left(\frac{S_{\max j}}{S_{\text{ном}j}}\right)^2 \cdot \tau_j \cdot \beta_j$$

Имея в виду, что

$$K_{0j} = a_{0S} + b_{0S} \cdot S_j,$$

$$K_{смj} = a_{смS} + b_{смS} S_j,$$

$$\Delta R_{0j} = a_{\Delta R_0} + b_{\Delta R_0} \cdot S_j,$$

$$\Delta R_{кзj} = a_{\Delta R_{кз}} + b_{\Delta R_{кз}} \cdot S_j,$$

получим для трансформаторов

$$\frac{\partial Z}{\partial S_j} \cdot \frac{S_j}{3} = \frac{\rho_s \cdot \sum_1^m \left((a_s + b_s \cdot S_j) - (a_{0s} + b_{0s} \cdot S_j) \cdot \left(1 - \frac{\rho_{0j} \% \cdot t}{100} \right) + b_{\Delta P_0} \cdot T_j \cdot \beta_{0j} \cdot S_j - \left(a_{\Delta P_{\text{кз}}} \cdot \frac{S_{\text{max } j}^2}{S_j^2} + b_{\Delta P_{\text{кз}}} \cdot \frac{S_{\text{max } j}^2}{S_j^2} \right) \cdot \tau_j \cdot \beta_j \right)}{3}$$

Численные значения коэффициентов a и b получены в результате статистической обработки стоимостных и паспортных данных (рис. 6.4–6.7) и приведены в табл. 6.7.

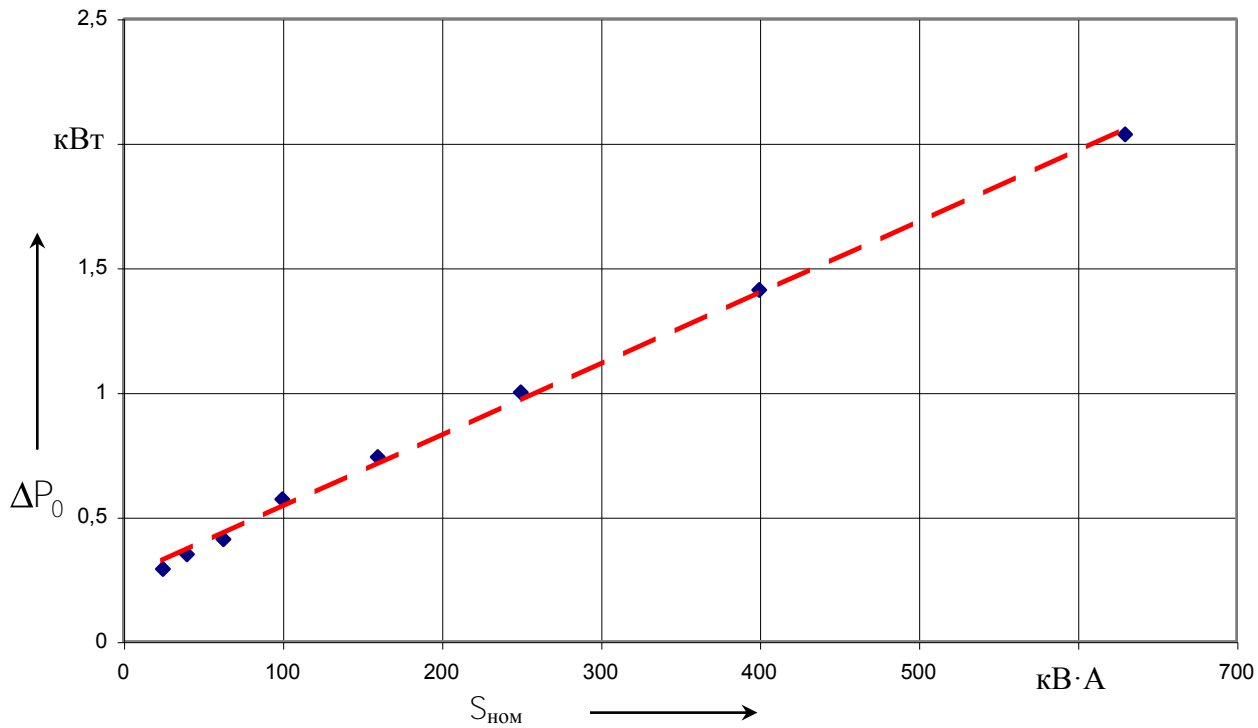


Рис. 6.5. Корреляционные поля точек зависимости $\Delta P_0 = f(S_{\text{НОМ}})$

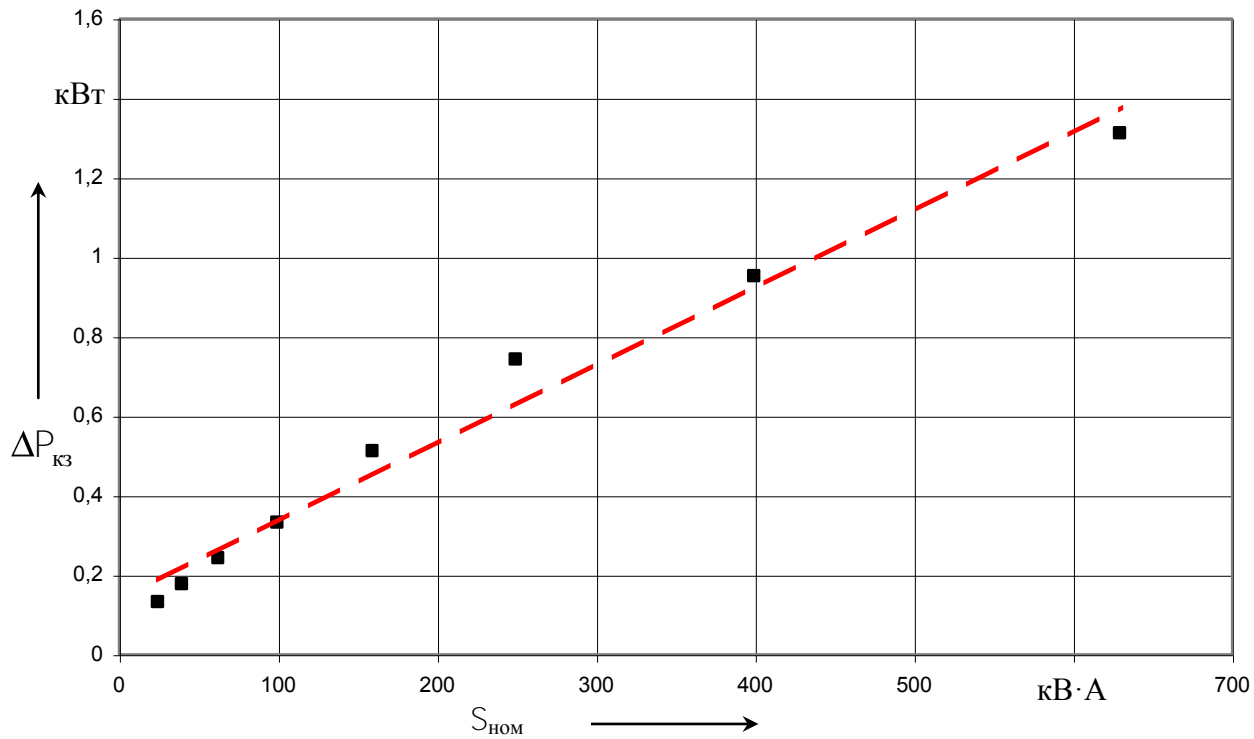


Рис. 6.6. Корреляционные поля точек зависимости $\Delta P_{кз} = f(S_{НОМ})$

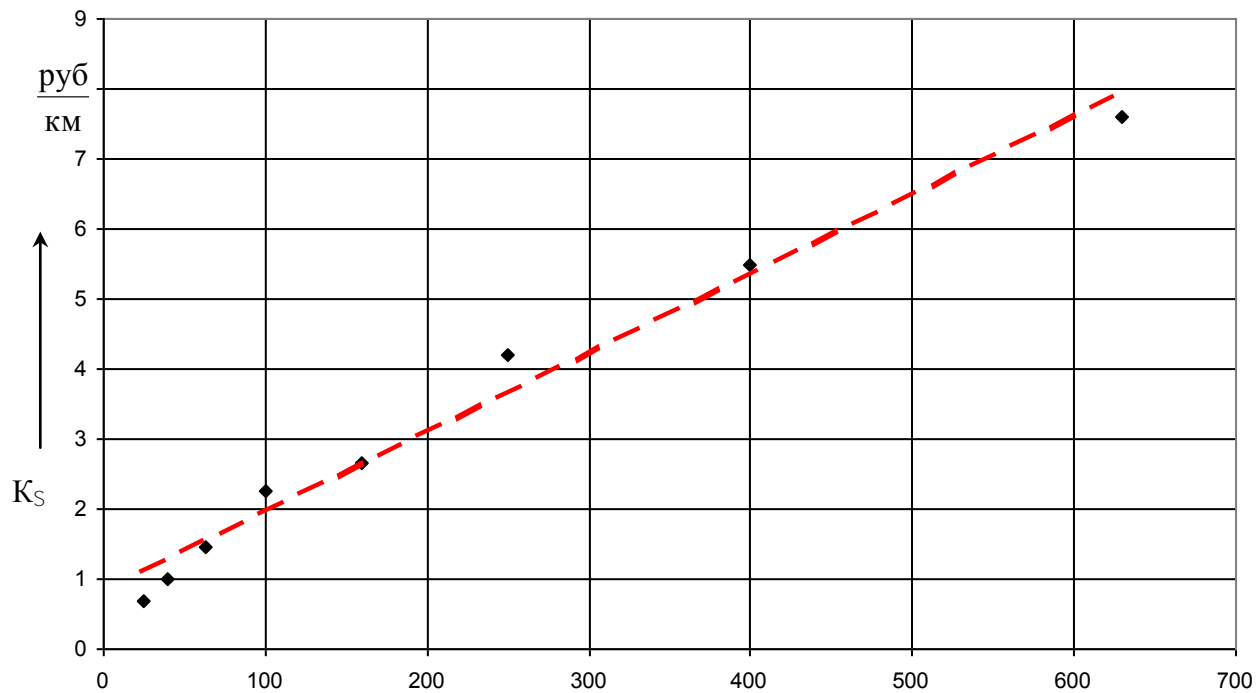


Рис. 6.7. Корреляционные поля точек зависимости $K_S = f(S_{НОМ})$

Таблица 6.7

Коэффициенты уравнений регрессии
для распределительных сетей 6–20 кВ

Провода	<i>a</i>	<i>b</i>	Коэффициент корреляции
	т. руб./км	т. руб./км·мм ²	
K_{OF}	0	9,3	0,993
Трансформаторы	<i>a</i>	<i>b</i>	
	т. руб.	т. руб./кВ·А	
K_{OS}	0,252	0,00287	0,99
K_{cm}	0,100	0,001	0,99
Трансформаторы	<i>a</i>	<i>b</i>	
	кВт	кВт/кВ·А	
ΔP_0	0,138	0,002	0,99
$\Delta P_{кз}$	кВт	кВт/кВ·А	
25–100 кВ·А	0,157	0,021	0,99
160–630 кВ·А	1,30	0,01	0,99

Выведенные формулы позволяют рассчитывать искомые коэффициенты эластичности $\delta_{F_i}, \delta_{S_i}, \delta_{Q_i}$ и положены в основу структурного алгоритма методики оптимизации разомкнутых электрических сетей по дискретным параметрам.

Описанный структурный алгоритм позволяет отыскивать оптимальные значения основных дискретных параметров (сечений проводов и мощностей трансформаторов) электрических сетей и приблизить фактические уровни потерь электроэнергии в сетях к оптимальным. Задача относится к классу многомерных задач дискретного программирования. В самом общем виде критерий оптимальности задачи выглядит следующим образом:

$$Z = Z(\bar{X}, t) \rightarrow \min,$$

где
$$\bar{X} = \{\bar{X}_1, \bar{X}_2, \bar{X}_3\},$$

$$\bar{X}_1 \in \Omega_1, \quad \bar{X}_2 \in \Omega_2, \quad \bar{X}_3 \in \Omega_3,$$

где \bar{X}_1 – вектор сечений проводов:

$$\bar{X}_1 = [F_1, F_2, \dots, F_n];$$

\bar{X}_2 – вектор дискретных значений номинальных мощностей трансформаторов:

$$\bar{X}_2 = [S_1, S_2, \dots, S_n];$$

\bar{X}_3 – вектор мощностей компенсирующих устройств:

$$\bar{X}_3 = [Q_1, Q_2, \dots, Q_n];$$

На решение накладываются ограничения по потерям напряжения, току нагрева и допустимой перегрузке элементов сети:

$$\bar{g}_i = \bar{g}_i(\bar{X}_1, \bar{X}_2, \bar{X}_3) \leq b_i,$$

где $i \in \bar{1}, k, k = n + m + l$.

Расчет по алгоритму осуществляется в следующей последовательности:

1. Рассчитывается исходный режим сети и определяется начальное значение минимизируемой целевой функции $Z = Z(\bar{X}^0)$. При этом начальное приближение вектора $\bar{X} = \bar{X}^0$

представляет собой установленные в сети сечения проводов, номинальные мощности трансформаторов и компенсирующих устройств.

2. Для каждого из подлежащих оптимизации участка сети по формулам вида (6.2) вычисляются коэффициенты эластичности. Предварительный отбор участков сети целесообразно проводить с целью понижения общей размерности задачи и временных затрат. Это будут в основном головные участки линий, узлы с пониженными уровнями напряжений и недогруженные трансформаторы.

3. Рассчитанные коэффициенты ранжируются по абсолютной величине и для участка сети с максимальным коэффициентом эластичности отыскивается новое значение оптимизируемого параметра X_j^1 , для которого с учетом дискретности шкалы $\partial Z / \partial X_j \approx 0$ и выполняются технические ограничения. Поскольку при дискретном изменении \bar{X} обращение $\partial Z / \partial X$ в нуль маловероятно, то новое значение i -й переменной, минимизирующее затраты (6.21), находится путем последовательных расчетов затрат с шагом ΔX_j .

4. После оптимизации одного параметра пункты 1–3 алгоритма повторяются до выполнения условия $\partial Z / \partial X_j \approx 0$ для всех отмеченных участков сети. Перерасчет режима сети осуществляется только в той части схемы сети, в которой происходят изменения.

С использованием базовых положений алгоритма разработана соответствующая компьютерная программа [12], позволяющая получить графическую интерпретацию схемы сети до и после оптимизации. Расчет контрольного примера для схемы на рис. 6.8 с использованием разработанного алгоритма приведен ниже.

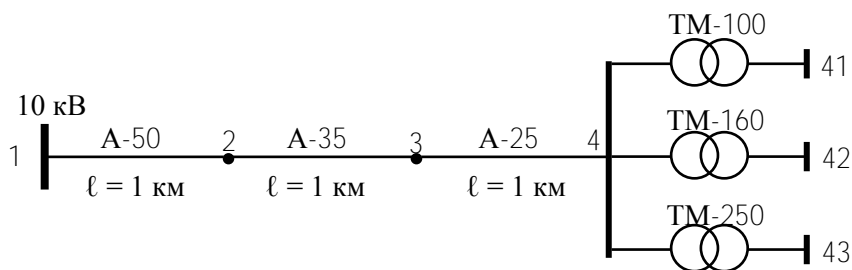


Рис. 6.8. Схема распределительной линии 10 кВ

Исходные данные.

Максимальная нагрузка трансформаторов 15 %; $\tau = 1500$ ч; $T_{\text{нб.а}} = 3400$ ч; $\cos \varphi = 1$; $\beta_{\text{н}} = 0,032$ руб./кВт·ч; $\beta_{\text{х}} = 0,016$ руб./кВт·ч; $p_{\text{т}} = 0,254$.

Необходимые каталожные данные по трансформаторам приведены в табл. 2.9.

Расчет исходного режима сети схемы на рис. 6.8

Данные и некоторые результаты расчета исходного режима сети (нагрузки участков и потери активной мощности) приведены в табл. 6.8.

Таблица 6.8

Данные и результаты расчета исходного режима сети
схемы на рис. 6.8

Участок	Марка	Стоимость, у.е.	Загрузка, %	Нагрузка, кВ·А	Активное сопротив- ление, Ом	Потери мощности, кВт	
						нагр.	х.х
1–2	А–50		–	76,5	0,576	0,034	–
2–3	А–35		–	76,5	0,830	0,049	–
3–4	А–25		–	76,5	1,140	0,067	–
4–41	ТМ–100	570	15	15,0	22,700	0,051	0,33
4–42	ТМ–160	740	15	24,0	10,400	0,059	0,51
4–43	ТМ–250	1000	15	37,5	6,700	0,094	0,74
Итого						0,354	1,58

Суммарные нагрузочные потери электроэнергии ΔW_n в схеме на рис. 6.8 составляют

$$\Delta W_n = 0,354 \cdot 1500 = 531,00 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

потери холостого хода ΔW_x в трансформаторах

$$\Delta W_x = 1,58 \cdot 8760 = 13840,80 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Поток электроэнергии $W_{гy}$ на головном участке схемы

$$W_{гy} = P_{нб\ гy} T_{ма} + \Delta W_n + \Delta W_x =$$

$$76,5 \cdot 3400 + 531,00 + 13840,80 = 274471,80 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Потери электроэнергии в процентах:

$$\Delta W_{\text{н}\%} = (531,00/274471,8) \cdot 100 = 0,19 \%$$

$$\Delta W_{\text{х}\%} = (13840,8/274471,8) \cdot 100 = 5,04 \%,$$

$$\Delta W_{\Sigma\%} = 0,19 + 5,04 = 5,23 \%$$

Расчет оптимального режима сети схемы на рис. 6.8 при оптимальной загрузке трансформаторов 100, 160 и 250 кВ·А

Оптимальная загрузка каждого трансформатора с учетом изменения потерь энергии на линейных участках схемы определяется по формуле вида

$$k_{C_T} = \sqrt{\frac{\rho_T K_T + \Delta P_X T \beta_X}{\Delta P_{K3} \tau_T \beta_H + \sum \frac{S_{\text{НОМ}}^2}{U^2} r_{\text{Л}} / \tau_{\text{Л}} \beta_{\text{Нi}}}}$$

Имеем

$$k_{C_T}^{100} = \sqrt{\frac{0,254 \cdot 570 + 0,33 \cdot 8760 \cdot 0,016}{2,27 \cdot 1500 \cdot 0,032 + [100^2/10^2 \cdot (0,576 + 0,83 + 1,14) \cdot 1500 \cdot 0,032] / 1000}} = 1,54;$$

$$k_{C_T}^{160} = \sqrt{\frac{0,254 \cdot 740 + 0,51 \cdot 8760 \cdot 0,016}{2,65 \cdot 1500 \cdot 0,032 + [160^2/10^2 \cdot (0,576 + 0,83 + 1,14) \cdot 1500 \cdot 0,032] / 1000}} = 1,21;$$

$$k_{C_T}^{250} =$$

$$= \sqrt{\frac{0,254 \cdot 1000 + 0,74 \cdot 8760 \cdot 0,016}{4,2 \cdot 1500 \cdot 0,032 + [250^2/10^2 \cdot (0,576 + 0,83 + 1,14) \cdot 1500 \cdot 0,032]/1000}} = 1,04.$$

Оптимальные потери в схеме рис. 6.8 при оптимальной загрузке трансформаторов (154, 121 и 104 %) приведены в табл. 6.9.

Таблица 6.9

Данные и результаты расчета оптимального режима сети схемы на рис. 6.8

Участок	Марка	Загрузка, %	Нагрузка, кВ·А	Активное сопротив- ление, Ом	Потери мощности, кВт	
					нагр.	х.х
1–2	А–50	–	607,6	0,576	1,02	–
2–3	А–35	–	607,6	0,830	3,27	–
3–4	А–25	–	607,6	1,140	2,04	–
4–41	ТМ–100	154	154,0	22,700	5,38	0,33
4–42	ТМ–160	121	193,6	10,400	3,90	0,51
4–43	ТМ–250	104	260,0	6,700	4,52	0,74
Итого					20,13	1,58

Обобщенные результаты расчета

$$\Delta W_{\text{н}} = 20,13 \cdot 1500 = 30195,00 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

потери холостого хода в трансформаторах

$$\Delta W_{\text{х}} = 1,58 \cdot 8760 = 13840,80 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Поток электроэнергии на головном участке схемы

$$\begin{aligned} W_{\text{гв}} &= P_{\text{нб гв}} T_{\text{нб.а}} + \Delta W_{\text{н}} + \Delta W_{\text{х}} = \\ &= 607,60 \cdot 3400 + 30195,00 + 13840,80 = 2109875,80 \text{ кВт}\cdot\text{ч}. \end{aligned}$$

Потери электроэнергии в процентах

$$\Delta W_{\text{н}\%} = (30195,00/2109875,80) \cdot 100 = 1,43 \%;$$

$$\Delta W_{\text{х}\%} = (13840,8/2109875,80) \cdot 100 = 0,65 \%;$$

$$\Delta W_{\Sigma\%} = 1,43 + 0,65 = 2,08 \%.$$

Вывод: при оптимальной загрузке трансформаторов, установленных в сети, потери электроэнергии в схеме снижаются с 5,23 до 2,08 %, т.е. более чем в два раза.

Расчет оптимального режима сети схемы на рис. 6.8 после замены трансформаторов 100, 160 и 250 кВ·А на 25, 25 и 40 кВ·А, найденных по разработанному алгоритму на основе анализа матрицы чувствительности

Таблица 6.10

Данные и результаты расчета оптимального режима сети схемы на рис. 6.8

Участок	Марка	Загрузка, %	Нагрузка, кВ·А	Активное сопротив- ление, Ом	Потери мощности, кВт	
					нагр.	х.х
1–2	А–50	–	76,5	0,576	0,034	–
2–3	А–35	–	76,5	0,830	0,049	–
3–4	А–25	–	76,5	1,140	0,067	–
4–41	ТМ–25	60	15,0	22,700	0,248	0,130
4–42	ТМ–25	96	24,0	10,400	0,634	0,130
4–43	ТМ–40	94	37,5	6,700	0,879	0,175
Итого					1,909	0,435

Обобщенные результаты расчета

$$\Delta W_{\text{н}} = 1.909 \cdot 1500 = 2863,50 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

потери холостого хода

$$\Delta W_{\text{х}} = 0.435 \cdot 8760 = 3810.60 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Поток электроэнергии на головном участке

$$W_{\text{Гу}} = P_{\text{нб гу}} T_{\text{нб.а}} + \Delta W_{\text{н}} + \Delta W_{\text{х}} =$$

$$76,5 \cdot 3400 + 2863,50 + 3810,60 = 266774,10 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Потери электроэнергии в процентах

$$\Delta W_{\text{н}\%} = (2863,50/266774,10) \cdot 100 = 1,07 \%;$$

$$\Delta W_{\text{х}\%} = (3810,60/266774,10) \cdot 100 = 1,43 \%;$$

$$\Delta W_{\Sigma\%} = 1,07 + 1,43 = 2,50 \%.$$

Вывод: при замене трансформаторов в сети на оптимальные номинальные мощности потери электроэнергии в схеме снижаются с 5,23 до 2,50 %, т.е. немногим более чем в два раза. Рассчитанные оптимальные режимы работы сети (2,08 и 2,50 % потерь) близки друг к другу.

6.6. Методика оптимизации замены трансформаторов на однотрансформаторных подстанциях 6–20/0,38 кВ

Общие сведения по оптимальному планированию развития распределительных электрических сетей 6 - 20 кВ

В процессе реконструкции и проектирования развития разомкнутых электрических сетей приходится определять число и месторасположение центров питания, радиусы действия и сечения проводов воздушных линий, мощности трансформаторов понижающих подстанций и другие характеристики сети. Данные задачи носят технико-экономический характер, т.е. в качестве целевой функции следует принимать минимум стоимости передачи электроэнергии при соблюдении условий по техническим ограничениям. Эти задачи усложняются тем, что распределительную сеть 6–20 кВ необходимо рассматривать только в динамике, как постоянно развивающуюся вследствие естественного прироста электропотребления. Это обуславливает необходимость разработки плана предстоящих работ по реконструкции и развитию сети на текущее пятилетие. Прежде всего в него должны быть включены пространственно-временные координаты замены проводов и мощностей трансформаторов на более оптимальные

значения с оценкой экономической эффективности данных мероприятий.

Основным фактором, ограничивающим пропускную способность распределительных сетей, служат допустимые потери напряжения. Стоимость серийно выпускаемого для этих сетей оборудования относительно невелика. Поэтому экономические интервалы сечений проводов и мощностей трансформаторов находятся около или за пределами технических ограничений. Например, при радиусе действия сети 10 кВ порядка 15 км и наличии на ответвлениях участков со стальными проводами режиму с допустимыми потерями напряжения соответствует плотность тока 0,3-0,5 А/мм², что значительно ниже экономической. Экономическая загрузка трансформаторов в большинстве случаев находится за пределами номинальной, тогда как по условиям их допустимой нагрузочной способности она составляет 1,6–1,7 от номинальной.

В рассмотренных условиях реализация задач выбора оптимального сечения провода или мощности трансформатора при известном законе ежегодного прироста нагрузок не является простой. Оптимальное решение будет в том случае, если в процессе предстоящей реконструкции сети предполагать замену выбираемого параметра на другой, более оптимальный, т.е. исследовать спектр параметров с учетом дополнительных затрат на развитие сети в процессе ее эксплуатации. Эффективных алгоритмов решения таких задач пока нет. В то же время, по предварительным оценкам, их осуществление позволяет получить дополнительный экономический эффект

порядка 25 у.д.е. в год на один километр линии и 100 у.д.е. в год на каждый трансформатор по сравнению с известными методами выбора сечений проводов воздушных линий и мощностей трансформаторов.

Ниже представлен вариант методики для алгоритмизированного решения указанных задач, основанный на математическом аппарате имитационного программирования, комбинаторного анализа и алгебры логики, разработаны промышленные программы для ЭВМ [12].

Оптимальное планирование замены трансформаторов на однотрансформаторных подстанциях 6–20/0,38 кВ

В процессе эксплуатации распределительных электрических сетей возникает необходимость замены трансформаторов на понижающих подстанциях 6–20/0,38 кВ [12, 67, 69]. Она выполняется в следующих случаях:

при перегрузке трансформаторов;

по экономическим условиям, при низком коэффициенте использования установленной трансформаторной мощности (исследования показывают, что уже при загрузке трансформатора в максимум нагрузки менее 40 % целесообразна его замена на трансформатор меньшей мощности);

при повреждении установленных трансформаторов (обрыв цепи, пробой изоляции и другие неисправности);

при появлении сосредоточенных нагрузок, когда месторасположение ТП для питания новых потребителей определено и не требует технико-экономического обоснования, а по условиям надежности допустима установка на данной подстанции одного трансформатора.

Будем предполагать, что во всех случаях известны:

начальная токовая нагрузка в режиме наибольших нагрузок и предположительный закон ее изменения (среднегодовой естественный прирост электропотребления) на рассматриваемом интервале времени, характер потребителей (время использования максимальной нагрузки) и номинальная мощность трансформатора, установленного на подстанции (при его наличии);

тип подстанции (он определяет допустимые габариты монтируемого трансформатора);

нормативно-справочная технико-экономическая информация – норма амортизационных отчислений, нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, коэффициент приведения затрат и другие показатели;

каталожные данные по трансформаторам – тип трансформатора, номинальные мощность и напряжение, потери мощности холостого хода и короткого замыкания, стоимость трансформатора, стоимость демонтажа, стоимость монтажа.

Составим оптимальный план замены трансформаторов на подстанциях исследуемой электрической сети на рассматриваемый промежуток времени. В него включим следующие показатели:

номинальную мощность трансформатора, рекомендуемого к установке;

нагрузку подстанции, при которой замена на ней трансформатора целесообразна, и причину замены (технические условия или экономические);

ориентировочный год реконструкции ТП;

величину ожидаемого технико-экономического эффекта, получаемую после замены трансформатора (экономия приведенных затрат и снижение потерь электроэнергии);

количество необходимых и избыточных трансформаторов по годам расчетного периода (по типам и мощностям трансформаторов) для проведения реконструкций ТП в плановом периоде.

Математически задачу сформулируем следующим образом. В окрестности некоторого обозримого периода времени T , в достаточной мере учитывающего динамику электропотребления, максимальная нагрузка однотрансформаторной подстанции 6–20/0,38 кВ изменяется по закону $S(t)$, образуя множество нагрузок $S = \{S_1, S_2, \dots, S_T\}$, $\inf S = S_1$, $\sup S = S_T$.

Требуется составить оптимальный план развития данной ТП, т.е. найти для нее такое сочетание номинальных мощностей трансформаторов, реализация которого в пределах принятого расчетного периода соответствовала бы оптимуму целевой функции, т.е. минимуму приведенных затрат. При этом допускаем замену трансформаторов на подстанции в процессе ее эксплуатации.

Пусть шкала номинальных мощностей трансформаторов на данном номинальном напряжении включает N элементов, образуя конечное упорядоченное множество $S_N = \{S_1, S_2, \dots, S_N\}$, $\inf S_N = S_1$, $\sup S_N = S_N$. Из множества S_N выберем вначале M трансформаторов, номинальная мощность и нагрузочная способность которых соответствует диапазону нагрузок $S_1 - S_t$, т.е. составим подмножество

$S_M \in S_N$ при соблюдении условий

$$\alpha S_K > S_t, \quad K = 1, N; \quad t = 1, T, \quad (6.22)$$

$$S_K \leq S_i \quad (6.23)$$

где α - коэффициент допустимой перегрузки трансформатора в нормальном режиме его работы.

Предположим, что искомое упорядоченное по возрастающим мощностям трансформатором подмножество $S_M \in S_N$ с учетом ограничений (6.22) и (6.23) построено. Однако это вовсе не означает, что оптимальному плану будет соответствовать допустимый план последовательного перехода в промежутке 1– T от трансформаторов меньшей номинальной мощности к следующей большей по мере роста нагрузки. Подмножество S_M формируется по техническим соображениям. При экономических исследованиях, проводимых с целью поиска оптимального варианта развития подстанции, некоторые элементы подмножества S_M могут быть пропущены. Это приводит к снижению затрат на проведение реконструкции ТП в процессе ее эксплуатации.

Количество допустимых планов замены трансформаторов на данной подстанции $C_M^j = 2^M$, $i = 1, M$, равно числу сочетаний из M по i , т.е.

Из 2^M вариантов равноценными по пропускной способности будут лишь те, которые включают M -й элемент подмножества S_M , т.е. трансформатор, номинальная мощность которого соответствует ожидаемой расчетной нагрузке подстанции в T -м году. С учетом данного обстоятельства число допустимых планов развития ТП уменьшится вдвое и составит 2^{M-1} . Оптимальному варианту будет соответствовать минимум приведенных затрат на эксплуатацию и реконструкцию подстанции в промежутке времени T :

$$Z_j = \min, \quad j = 1, 2^{M-1}. \quad (6.24)$$

Построение допустимых планов замены трансформаторов на однострансформаторной подстанции 35–6/0,38 кВ предложено осуществлять с использованием математического аппарата алгебры логики путем формирования логической матрицы L , элементами L_{ji} которой являются нули и единицы.

Каждая строка матрицы L характеризует один вариант развития ТП. Она состоит из M нулей и единиц, сочетание которых представляет собой нечетное десятичное число, записанное в двоичной системе счисления. Условимся, что нуль указывает на

отсутствие элемента подмножества S_M в рассматриваемом плане, а единица – на его наличие.

Пусть $M = 3$, тогда 2^{M-1} равно 4. Это означает, что матрица состоит из четырех строк двоичных комбинаций 001, 011, 101, 111 нечетных десятичных чисел соответственно 1, 3, 5 и 7. В этих условиях искомая логическая матрица допустимых планов имеет вид

$$L = \begin{vmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix}.$$

Видно, что первый план реконструкции ТП ($j = 1$) предполагает эксплуатацию на ней только трансформатора номинальной мощности $S_3 \in S_M (L_{13} = 1)$ в течение всего периода T , а установка S_1 и $S_2 \in S_M$ не предусматривается, так как L_{11} и L_{12} равны нулю. Во втором варианте ($j = 2$) рассматривается установка трансформатора мощности $S_2 \in S_M (L_{22} = 1)$ с последующей заменой его на трансформатор $S_3 \in S_M (L_{23} = 1)$, а мощность $S_1 \in S_M$ выпадает и т.д.

Таким образом видно, что полученной логической матрице L всегда соответствует матрица Π допустимых планов замены трансформаторов, которая в данном случае выглядит следующим образом:

$$\Pi = \begin{vmatrix} 0 & 0 & S_3 \\ 0 & S_2 & S_3 \\ S_1 & 0 & S_3 \\ S_1 & S_2 & S_3 \end{vmatrix}.$$

Графическая интерпретация матрицы Π показана на рис. 6.9, где приведена зависимость $S(t)$. Для данного рисунка S_1 , S_2 и S_3 – элементы подмножества S_M , t_{jv} – время перехода с I на v -й трансформатор по каждому j -му плану развития ТП, а S_{iv} – максимальная нагрузка подстанции в t -м году.

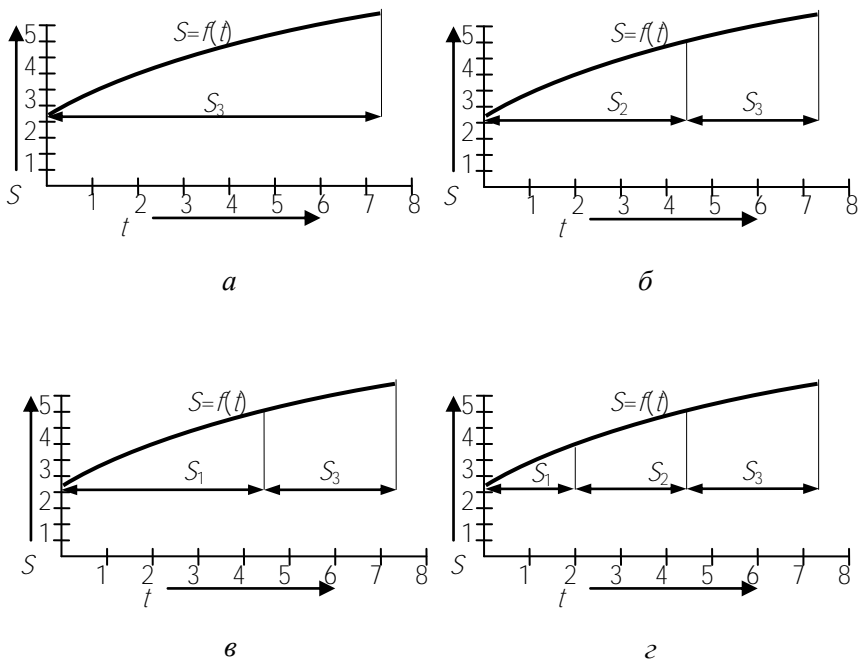


Рис. 6.9. Равнозначные по пропускной способности варианты развития ТП в пределах времени T при $M = 3$

Искомое время t_{jv} может обуславливаться как техническими (допустимой перегрузкой трансформатора), так и экономическими условиями и определяется из системы уравнений

$$\left. \begin{aligned} S_t &= f[S(t)], \\ \alpha S_k &> S_t, \\ 3_{jit} &\geq 3_{jvt}. \end{aligned} \right\} \quad (6.25)$$

Первая строка выражений (6.25) отражает динамику нагрузки ТП по годам расчетного периода, вторая устанавливает допустимость работы i -го трансформатора в t -м году по нагрузочной способности, а третья характеризует экономическую целесообразность замены в t -м году i -го трансформатора на v -й j -го плана.

Сопоставление планов выполняем по приведенным затратам. Они вычисляются для каждого j -го варианта развития ТП по формуле

$$Z_j = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M Z_{jit}(1 + E_{\text{нп}})^{\tau-t} + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M \Delta Z_{jivt}(1 + E_{\text{нп}})^{\tau-t}.$$

Здесь ΔZ_{jivt} – дополнительные затраты. Они приплюсовываются только при замене трансформаторов на данной подстанции и включают в себя стоимость работ по реконструкции ТП (D_{jivt}) и стоимость предполагаемого при этом недоотпуска энергии потребителям R_{jivt} .

$E_{\text{нп}}$ – коэффициент приведения разновременных затрат к году τ ;
 τ – год приведения затрат.

Величину D_{jivt} определяем по формуле

$$D_{jivt} = N_{jit} + M_{jvt} + T_{jivt}.$$

Составляющие данной формулы отражают затраты соответственно на демонтаж i -го трансформатора и монтаж v -го. Значение R_{jivt} находим следующим образом:

$$R_{jivt} = k_{\text{н}} \beta_{\text{н}} \Delta t_{jiv} S_t \cos \varphi \frac{T_{\text{нб.а}}}{8760},$$

где $k_{\text{н}}$ – доля нагрузки, отключаемой на время производства работ (часть нагрузки подстанции может быть запитана по резервным связям);

$\beta_{\text{н}}$ – стоимость 1 кВт·ч недоотпущенной энергии;

Δt_{jiv} – время работ по замене i -го трансформатора на v -й;

S_t – максимальная нагрузка ТП в t -году;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки подстанции;

$T_{\text{нб.а}}$ – время использования максимальной активной нагрузки.

Оптимальный план замены трансформаторов на рассматриваемой однострансформаторной подстанции 6–20/0,38 кВ соответствует условию (6.24).

В процессе реализации полученного плана может оказаться, что фактическая динамика нагрузок ТП не будет отвечать закону роста

нагрузок, первоначально принятому для проведения исследований. В этом случае рекомендуемые годы замены трансформаторов можно скорректировать по сравнению с расчетными на основе фактических параметров режима распределительной сети.

В общем случае множество S_N включает в себя множество нагрузок S , т.е. $S \subseteq S_N$, однако встречаются ситуации, когда эти множества пересекаются, $S \cap S_N$ или находятся в отношении $S \notin S_N$. Очевидно, что при $S \subseteq S_N$ с учетом ограничений (6.22) и (6.23) подмножество $S_M \in S_N$ формируется легко. Если имеет место соотношение

$S \cap S_N$, то при пересечении слева всегда $\inf S = S_1 < \inf S_N = S_1$, а первый элемент подмножества $S_M \in S_N$ будет равен $\inf S_N = S_1$. При пересечении множеств S и S_N справа $\sup S = S_t > \sup S_N = S_N$. Тогда если $\alpha S_N \geq S_t$, то $\sup S_t = \sup S_N = S_N$, а при $\alpha S_N < S_t$ подмножество S_M по условиям (6.22) и (6.23) построить нельзя. В этом случае замена трансформаторов на данной подстанции не обеспечит требуемой пропускной способности распределительной линии. Развитие электрической сети должно выполняться иными способами. Наконец, может оказаться, что $S \notin S_N$. Здесь возможно $S \cap S_N$.
Выражение

$S < S_N$ указывает на крайне низкую загрузку трансформаторов 35–6/0,38 кВ, а при $S > S_N$ трансформаторы работают на пределе и выше своей нагрузочной способности. В первом случае необходима замена трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности, во втором – на трансформаторы большей мощности либо требуется разгрузка сети другими средствами.

Методика построения оптимального плана замены трансформаторов описана применительно к варианту, когда на понижающей подстанции трансформатор отсутствовал. Такие случаи отмечены ранее. Однако в условиях эксплуатации чаще всего трансформатор некоторой мощности S_K уже имеется. Причем либо $S_K \in S_{M_b}$ либо $S_K \notin S_M$. В обеих ситуациях поиск оптимального плана развития ТП выполняем по одной и той же методике. Только при $S_K \neq S_1 \in S_M$ дополнительно определяем экономическую целесообразность и время пере-хода на оптимальный вариант.

Составленная по изложенному алгоритму программа TRANS [12, 67, 69] полностью состыкована в информационном плане с программами расчета и прогнозирования потерь электроэнергии и режимов в электрических сетях 6–20 кВ [12, 70]. Это позволяет упростить процесс сбора и подготовки информации для решения разнотипных задач, унифицировать процесс формирования исходных массивов при подключении программ к базам данных и работе в автономном режиме, сократить время освоения программы.

6.7. Замена проводов воздушных линий в распределительных электрических сетях 6–20 кВ

В условиях эксплуатации замена проводов воздушных линий в распределительных сетях производится главным образом при токовой перегрузке проводов, вызванной естественным приростом электропотребления, когда сечения проводов на отдельных участках рас-пределительных линий (обычно головных) не соответствуют технико-экономическим условиям, а также с целью поднятия низких уровней напряжения у потребителей.

Во всех случаях требуется составить оптимальный план замены проводов на участках распределительных линий исследуемого района, т.е. для каждого выделенного участка необходимо определить исходное сечение провода (рекомендуемое к подвеске вместо установленного) и динамику его изменения на интервале принятого расчетного периода T по критерию минимума приведенных затрат Z .

Данная задача сложна и в условиях большой размерности распределительных сетей может быть реализована только с применением современных вычислительных средств. Ниже описана методика составления перспективных и текущих планов замены проводов, основанная на использовании математического аппарата алгебры логики и теории множеств [12, 68, 69].

В основу методики положен расчет режима распределительной сети с одновременной оптимизацией выделенных участков линий. Предварительный отбор участков для оптимизации проводится в направлении от питающих шин линии к ее понижающим трансформаторам в соответствии с критерием

$$\Delta U_k = [(\Delta U_{\text{доп}} - (\Delta U_{\Sigma} - \Delta U_p))] \leq 0,$$

где ΔU_k - критериальные потери напряжения на оптимизируемом участке линии;

$\Delta U_{\text{доп}}$ - допустимая потеря напряжения в сети;

ΔU_{Σ} - суммарные потери напряжения на пути от источника питания линии до ее электрически наиболее удаленной точки, проходящем через данный участок;

ΔU_p - расчетные потери напряжения на участке.

Отыскание искомого плана для выделенного участка линии осуществляем следующим образом.

По начальной нагрузке участка l_1 , полученной в результате расчета режима линии и заданному закону ее изменения во времени $I(t)$ формируем множество нагрузок $l = \{l_1, l_2, \dots, l_t\}$, нижняя граница которого $\inf l$ равна l_1 , а верхняя $\sup l = l_t$. Элементы данного множества представляют собой нагрузки исследуемого участка по годам расчетного срока T .

Полученному множеству нагрузок l по техническим условиям всегда соответствует множество сечений проводов $F = \{f_1, f_2, \dots, f_m\}$, $\inf F = f_m$. Численные значения элементов выбираем из шкалы стандартных сечений проводов при заданном материале провода, номинальном напряжении и принятой конструкции опор по соотношению

$$\{f_1, f_2, \dots, f_m\} \in F = k \{l_1, l_2, \dots, l_t\} \in l, \quad (6.26)$$

и системе ограничений

$$[A_{gf}] \quad [A_f].$$

Здесь k - коэффициент пропорциональности;

$[A_f]$ - матрица-столбец параметров (технических ограничений), определяющих пропускную способность линии;

$[A_{gf}]$ - вектор допустимых значений ограничений для провода сечением f .

При решении задач полагаем, что каждый элемент множества F может быть использован только на определенном отрезке времени t_f в пределах срока T . Может получиться, что найденный по (6.26) спектр сечений проводов не будет реализован полностью по техническим возможностям данной конструкции опор или окажется недостаточным по условиям пропускной способности электрической сети в течение принятого расчетного периода. Поэтому в результатах решения задачи указывается год проявления соответствующего ограничения для принятия необходимых мер по разгрузке сети до момента наступления ограничения. Множество F , состоящее из упорядоченного набора m элементов, служит основой для отыскания оптимального плана замены проводов. Из одного такого набора можно составить в совокупности 2^m вариантов, поэтому число возможных планов замены проводов определится как 2^m . Однако не все комбинации будут равноценными по пропускной способности, а только те из них, которые включают m -й элемент множества F , т.е. элемент, для которого $f_m \in I_r$. При этом число допустимых планов уменьшается вдвое и составит 2^{m-1} .

Следует отметить, что приведение всех планов к единой конечной основе (выход всех вариантов на сечение провода $f_m \in F$) повышает достоверность исследований, так как сопоставляемые варианты замены проводов будут равнозначны по пропускной способности. При этом снижается влияние погрешности прогнозирования нагрузок на выбор технических решений, ибо появляется возможность получения рекомендаций по замене провода не только в функции времени, но и нагрузки. Если ко времени t_{jv} фактическая нагрузка участка не достигает своего расчетного значения, то время проведения монтажных работ в процессе эксплуатации можно соответствующим образом скорректировать.

Построение планов предложено осуществлять на основе математического аппарата алгебры логики. Варианты развития участка характеризуем с помощью десятичных чисел, вычисляемых по формуле $2n - 1$, $n = 1, 2^{m-1}$. Записав каждое такое число в двоичной системе счисления, получим некоторое сочетание m нулей и единиц. Примем, что единица указывает на наличие соответствующего элемента множества F в стратегии, а ноль – на

его отсутствие. Искомые планы будут отражением построенных двоичных комбинаций.

Пусть множество F сформировано и состоит из трех элементов $F = \{f_1, f_2, f_3\}$, т.е. $m = 3$. Тогда число допустимых планов замены проводов на линии равно четырем, так как $2^{3-1} = 4$. В соответствии с уравнением $2n - 1$, $n = 1, 4$ получим нечетные десятичные числа 1, 3, 5 и 7, которые в двоичной системе счисления имеют вид соответственно 001, 011, 101, 111. При сформулированных выше условиях эти комбинации дают следующие искомые планы:

$$0 - 0 - f_3; \quad 0 - f_2 - f_3; \quad f_1 - 0 - f_3; \quad f_1 - f_2 - f_3.$$

Очевидно, что для каждого из 2^{m-1} вариантов (кроме первого) необходимо определять время замены t_{jv} i -го сечения провода на v -е в пределах периода T . Здесь $i = 1, \dots, v, \dots, m$, а j – порядковый номер плана. На величину t_{jv} накладываем условие целочисленности, поскольку время перехода с i -го на v -е не должно выходить за пределы принятого расчетного срока T , т.е. $t_{jim} \leq T$. Невыполнение этого условия указывает на неправильность формирования множества F .

$$\left. \begin{array}{l} Z_{jit} \geq Z_{jvt} \\ i = f(t); \\ [A_{gj}] \quad [A_{jv}] \end{array} \right\}$$

где Z_{jit} и Z_{jvt} – приведенные затраты при i -м и v -м сечениях проводов на участке линии в t -м году эксплуатации плана j .

Сопоставление плана выполняем по приведенным затратам, вычисляемым для каждого j -го варианта по формуле

$$Z_j = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M (Z_{jit} + \Delta Z_{jvt})(1 + E_{\text{нп}})^{\tau-t},$$

где τ – год приведения затрат;

$E_{\text{нп}}$ – коэффициент приведения затрат к году τ ;

$\Delta Z_{j|t}$ – дополнительные затраты, связанные с реконструкцией линии при замене ее проводов.

Для оптимального варианта $Z_j = \min, j = \overline{1, m}$.

Составляющие $\Delta Z_{j|t}$ представляют собой затраты соответственно на демонтаж i -го сечения провода в год t плана j , монтаж v -го, возвратные суммы, транспортные расходы и стоимость предполагаемого недоотпуска электроэнергии потребителям за время производства работ по замене провода.

После получения исходного плана производится оценка целесообразности замены подвешенного провода и перехода на оптимальный вариант. В случае положительного решения оптимизируется следующий участок линии. Оптимальные планы замены проводов по каждой линии вначале ранжируются по комбинированному критерию технико-экономической эффективности, вычисляемому в виде произведения удельного экономического эффекта, полученного за счет замены проводов, на достигнутое снижение потерь электрической энергии. Кроме того, определяется потребность в проводах по каждому году расчетного периода как по отдельной линии, так и любой их совокупности. Данные обстоятельства позволяют персоналу энергосистемы разрабатывать перспективные планы развития распределительных сетей в целом с учетом дефицита дорогостоящего цветного металла, выявить приоритетные направления использования трудовых и материальных ресурсов.

Достоинством алгоритма является универсальность подхода к решению эксплуатационных и проектных задач. В частности, методика может быть применена при реконструкции и развитии сетей, появлении новых потребителей, разукрупнении линий, когда возникает необходимость выбора сечений проводов и стратегии их замены на проектируемых участках, примыкающих к действующей линии.

Методика алгоритмизирована и реализована на ЭВМ в виде промышленной программы ОПТИМА [12, 68, 69].

6.8. Радиусы действия электрических сетей 6–20 кВ

Технико-экономические показатели распределительных электрических сетей 6–20 кВ в значительной мере определяются эксплуатационным радиусом их действия. Чрезмерное увеличение этого радиуса для заданной ступени номинального напряжения приводит к вынужденному уменьшению плотности тока в распределительных линиях по сравнению с экономической из-за технических ограничений по допустимым потерям напряжения. В результате снижается фондоотдача электрической сети. Кроме того, ухудшаются показатели надежности электроснабжения, качества напряжения у потребителей, гибкости в эксплуатации электрической сети и их производные. Некоторый выигрыш получается за счет сокращения необходимого количества понижающих подстанций с высокого на среднее напряжение, а также питающих линий высокого и среднего напряжений.

Оценке оптимального действия электрических сетей посвящен ряд работ, например [8], в которых искомый показатель определяется по критерию минимума расчетных затрат. Проведенные исследования показали [12], что при оценке радиусов действия распределительных сетей 6–20 кВ решающим фактором являются потери напряжения. В этой связи ниже изложен вариант решения задачи, основанный на использовании критериальных (экономических) потерь напряжения [12].

Потери напряжения или перепад напряжений линии электропередачи – важный технико-экономический показатель, характеризующий режим электрической сети и напряжения у ее потребителей. Технически допустимые нормы на потерю напряжения устанавливаются директивными материалами на основе соответствующих научных проработок. Основные экономические закономерности, определяющие рациональное значение исследуемого показателя, приведены ниже.

Потери напряжения в элементе электрической сети от протекания по нему тока нагрузки могут быть представлены в виде [20]

$$\Delta U = \frac{PR \left(1 + \frac{x_0}{r_0} \operatorname{tg} \varphi \right)}{U},$$

или в процентах

$$\Delta U\% = \frac{PR\alpha 10^2}{U^2}. \quad (6.27)$$

Из формулы (6.27) видно, что максимальная активная мощность $P_{нб}$, передаваемая по линии из условия допустимых потерь напряжения, представится выражением

$$P_{нб} = \frac{\Delta U\% U^2}{R\alpha 10^2},$$

где $\Delta U\%$ – допустимые потери напряжения:

$$\alpha = 1 + \frac{x_0}{r_0} \operatorname{tg}\varphi.$$

Получим зависимость линейной составляющей стоимости передачи электрической энергии $C_{пл}$ в функции $\Delta U\%$. Г.Е. Поспеловым показано, что

$$C_{пл} = \frac{p_L K_L}{P_{нб} T_{нб.а}} + \frac{\Delta P_{нл} \tau \beta_{нл}}{P_{нб} T_{нб.а}}.$$

Поскольку

$$\frac{\Delta P_{нл}}{P_{нб}} = \frac{P_{нб} r_0 / I}{U^2 \cos^2 \varphi}, \quad (6.28)$$

то можно записать, что

$$C_{пл} = \frac{pK}{P_{нб} T_{нб.а}} + \frac{P_{нб} r_0 / \tau \beta}{U^2 \cos^2 \varphi T_{нб.а}}. \quad (6.29)$$

Подставим в (6.29) значение $P_{нб}$, найденное по (6.28):

$$C_{\text{пл}} = \frac{pK_0 r_0 l^2 \alpha 10^2}{T_{\text{нб.а}} \Delta U\% U^2} + \frac{\Delta U\% U^2 r_0 \tau \beta}{R \alpha 10^2 U^2 \cos^2 \varphi T_{\text{нб.а}}}.$$

или

$$C_{\text{пл}} = \frac{\tau \beta 10^{-2}}{\alpha \cos^2 \varphi T_{\text{нб.а}}} \left(\frac{pK_0 r_0 l^2 \alpha^2 10^4 \cos^2 \varphi}{U^2 \tau \beta} \frac{1}{\Delta U\%} + \Delta U\% \right) \quad (6.30)$$

Принимая во внимание, что критериальная длина линии

$$l_k = U \cos \varphi \sqrt{\frac{\tau \beta}{pK_0 r_0}},$$

запишем отношение

$$\frac{1}{l_k^2} = \frac{pK_0 r_0}{U^2 \cos^2 \varphi \tau \beta}. \quad (6.31)$$

Преобразуем уравнение (6.30) с учетом (6.31) к виду

$$C_{\text{пл}} = \frac{\tau \beta 10^{-2}}{\alpha \cos^2 \varphi T_{\text{нб.а}}} \left(\frac{pK_0 r_0 l^2 \alpha^2 10^4 \cos^2 \varphi}{U^2 \tau \beta} \frac{1}{\Delta U\%} + \Delta U\% \right)$$

Зависимость (6.31) в функции $\Delta U\%$ имеет минимум. Из условия

$$\frac{\partial C_{\text{пл}}}{\partial (\Delta U\%)} = 0.$$

определим критериальное (экономическое) значение потерь напряжения $\Delta U_k\%$, соответствующее минимуму стоимости передачи элект-роэнергии по линии. Ввиду того, что

$$\frac{\partial C_{\text{пл}}}{\partial (\Delta U\%)} = \frac{\tau \beta 10^{-2}}{\alpha \cos^2 \varphi T_{\text{нб.а}}} \left(-\frac{l^2 \alpha^2 10^4 \cos^4 \varphi}{l_k^2 \Delta U\%} + 1 \right),$$

получим

$$\Delta U_k\% = \frac{l}{l_k^2} \alpha 10^2 \cos^2 \varphi.$$

Оптимальной величине критериальных потерь напряжения $\Delta U_{\text{к}}\%$ соответствует следующее его абсолютное значение:

$$\Delta U_{\text{ок}} = \alpha \cos \varphi \sqrt{\frac{pK_0 l_0}{\tau \beta \cdot 10^3}},$$

рассчитанное на 1 км линии.

Здесь мощность выражена в кВт, напряжение – в кВ, стоимостные показатели даны в у.д.е.

Величина $\Delta U_{\text{ок}}$ соответствует минимуму $C_{\text{пл}}$, поэтому найденный показатель можно использовать в качестве практического (вторичного) критерия для оценки экономичности режима работы линии. В частности, радиусы действия электрической сети среднего и низкого напряжения следует устанавливать таким образом, чтобы потери напряжения в них в максимум нагрузки были меньше или равны их критериальному (экономическому) значению. Это позволит загрузить сеть плотностью тока до уровня экономической и увеличить ее фондоотдачу.

Технически допустимые потери напряжения $\Delta U_{\text{д}}$ в распределительной электрической сети среднего и низкого напряжений составляют обычно 6–8 % от номинального [20]. Экономический радиус действия сети в этом случае, без учета других влияющих факторов, определится из условия

$$i_3 = \frac{\Delta U_{\text{д}}}{\Delta U_{\text{ок}}}.$$

Влияние изменения количества питающих линий и понижающих подстанций с высокого на среднее напряжение учитывается коэффициентом C , значение которого находится в пределах 1,08–1,1. Окончательно

$$d_3 = C \frac{\Delta U_{\text{д}}}{\Delta U_{\text{ок}}}. \quad (6.32)$$

Выполненные по формуле (6.32) расчеты дают следующие рациональные значения радиусов действия магистралей воздушных электрических сетей среднего напряжения: для напряжения 6 кВ – 5–8 км, 10 кВ – 9–15 км, 20кВ – 17–30 км, 35 кВ – 30–45 км.

В городских условиях и поселках указанные значения радиусов действия воздушных линий несколько снижаются из-за некоторого удорожания их строительной части. Экономическая плотность тока таких линий и целесообразная их загрузка несколько увеличиваются по сравнению с распределительными электрическими сетями сельскохозяйственного назначения.

6.9. Экономическая эффективность мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях

В данном параграфе исследованы вопросы расчета технико-экономической эффективности замены трансформаторов на понижающих подстанциях 6–20/0,38 кВ и проводов воздушных линий в распределительных электрических сетях с учетом фактора времени [12].

Основные методические положения рассмотрены на примере замены трансформаторов.

Расчет экономического эффекта осуществляется после разработки оптимального плана замены трансформаторов. Он выполняется как при замене, так и при выборе новых трансформаторов. Величину эффекта может характеризовать снижение потерь электроэнергии в годы замены трансформаторов. Однако такой подход не отражает фактор времени и экономию денежных средств. Более правильным будет расчет снижения приведенных затрат за период T . При выборе трансформаторов это всегда разность между величинами затрат оптимального плана и варианта с мощностью трансформатора подстанции 6–20/0,38 кВ, рекомендуемого к эксплуатации в течение всего расчетного срока.

При замене трансформаторов технико-экономическая эффективность полученного плана определяется по отношению к конкурирующей с ним стратегии. При этом возможны следующие варианты:

1. На исследуемой подстанции установлен трансформатор некоторой номинальной мощности $S_k < S_1 \in S_M$. В этом случае экономический эффект рассчитывается как и при выборе трансформаторов.

2. Мощность $S_k \geq S_M$, т.е. сильно завышена. План, сравниваемый с оптимальным, предусматривает эксплуатацию на подстанции только трансформатора S_M в течение всего расчетного срока. Переход на оптимальный допустимый план развития ТП в данном случае весьма эффективен.

3. То же, $S_k \in S_M$. Строится промежуточная стратегия развития подстанции, противостоящая оптимальной. Она предполагает эксплуатацию на данной подстанции трансформатора мощностью S_k с учетом возможной его замены на S_M .

Из приведенных рассуждений вытекает, что экономическая эффективность внедрения оптимального плана замены трансформаторов в каждом конкретном случае будет различной и определяется приведенными затратами, характеризующими существующий вариант развития ТП, и экономическими условиями формирования оптимальных стратегий.

Исходным критериальным выражением для построения всех допустимых планов реконструкции подстанций 6–20/0,38 кВ с целью отыскания оптимального варианта служит формула затрат на трансформацию электроэнергии:

$$Z_{jit} = (p_a + E_H) K_{ji} + \left[\Delta P_{xji} T + \Delta P_{kji} \left(\frac{S_t}{S_{ном\,ji}} \right)^2 \tau \right] \beta. \quad (6.33)$$

В целях упрощения исследований данное выражение написано в предположении:

что расходы по эксплуатации ТП 6–20/0,38 кВ приняты постоянными для всех мощностей трансформаторов;

подстанция нормально, без простоев, эксплуатируется в течение года, т.е. $T = 8760$ ч;

стоимость 1 кВт·ч потерянной энергии одинакова для нагрузочных потерь и потерь холостого хода.

Рассмотрим наиболее распространенные комплектные трансформаторные подстанции (КТП).

Постоянные величины $\rho_a = 6,3 \%$, $E_n = 0,12$, $\tau = 1500$ ч, закон роста нагрузки – степенной, расчетный период $T = 15$ лет, коэффициент прироста электропотребления 8% , стоимость демонтажа трансформаторов принята постоянной и равной $59,1$ у.д.е. Остальная исходная информация взята из табл. 2.9.

Экономической основой для построения допустимых планов замены трансформаторов на однострансформаторных подстанциях рас-пределительных электрических сетей служат экономические интервалы мощностей. Наиболее характерные интервалы, построенные для сформулированных выше исходных условий, иллюстрированы рис. 6.10–6.14.

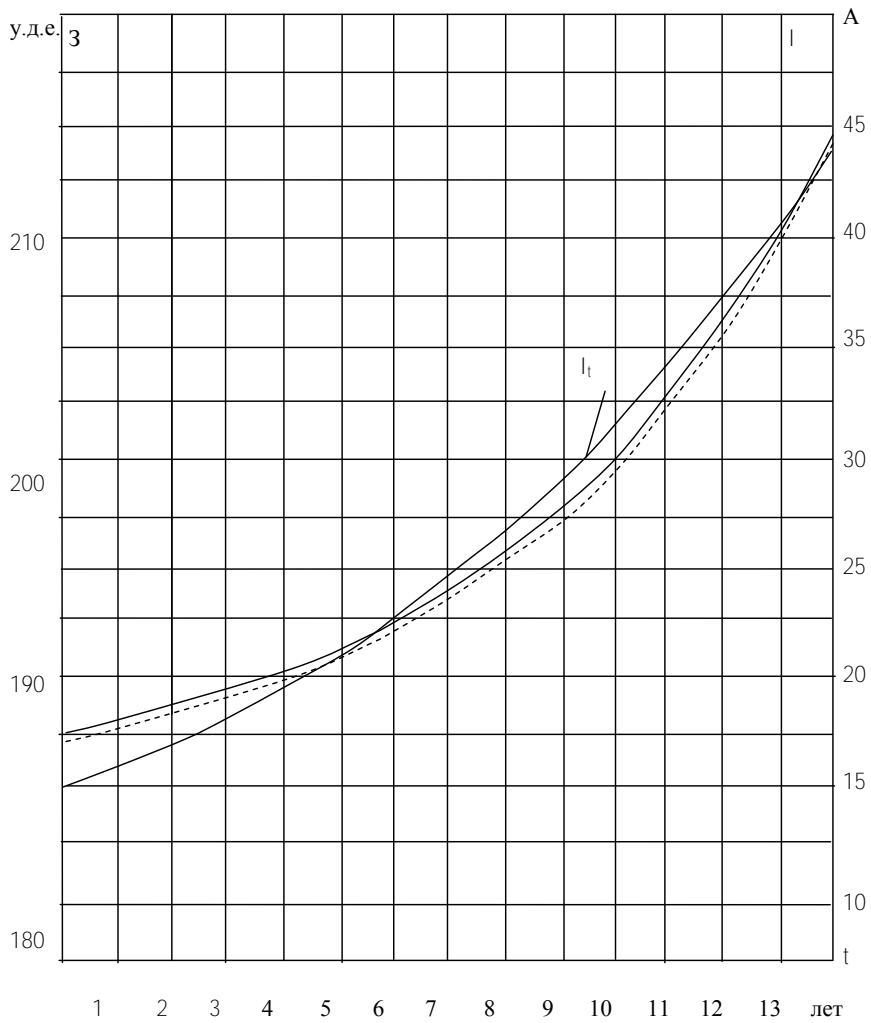


Рис. 6.10. Зависимости $Z_s = f(t)$ и $I_t = f(t)$ для $S_M = \{25\}$

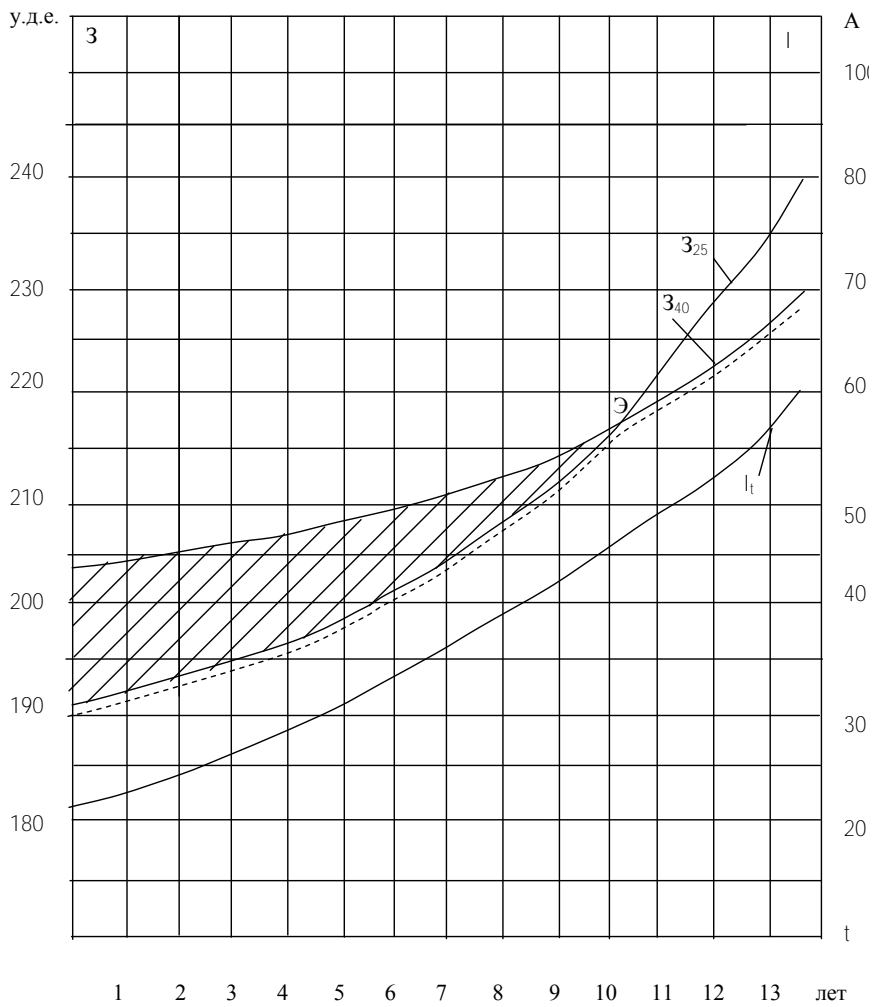


Рис. 6.11. Зависимости $Z_S = f(t)$ и $I_t = f(t)$ для $S_M = \{25, 40\}$

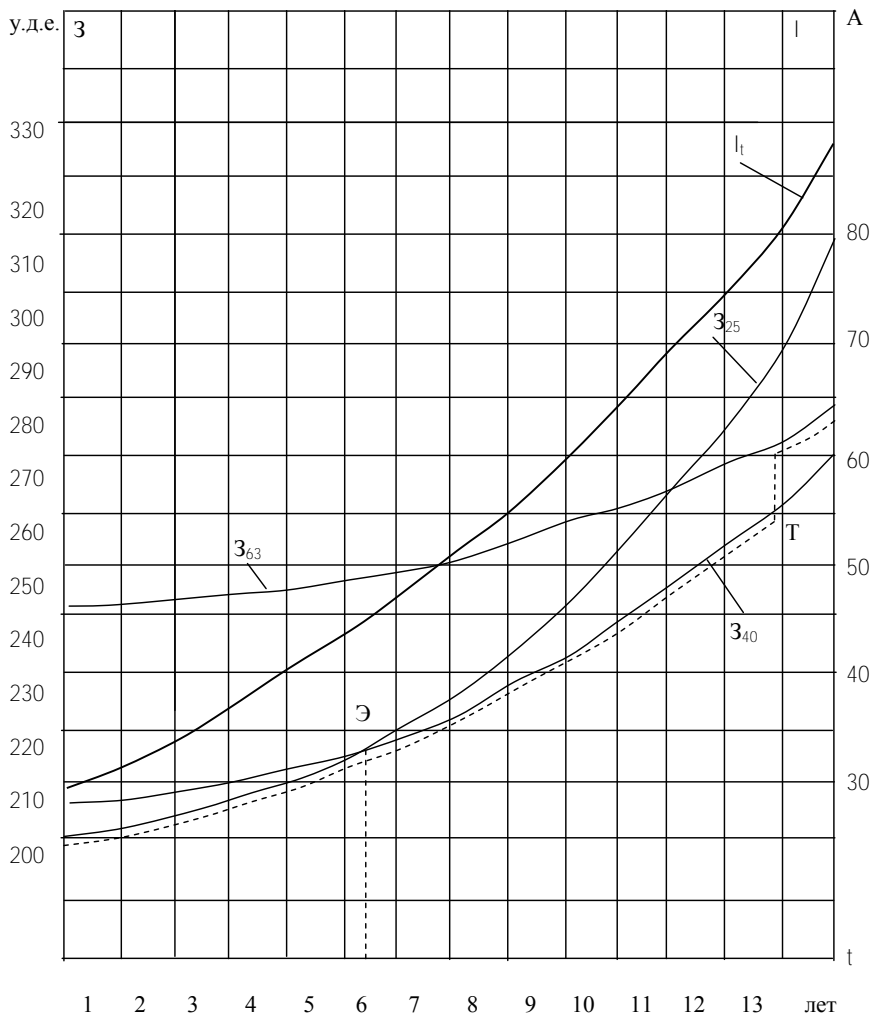


Рис. 6.12. Зависимости $Z_s = f(t)$ и $I_t = f(t)$ для $S_M = \{25, 40, 63\}$

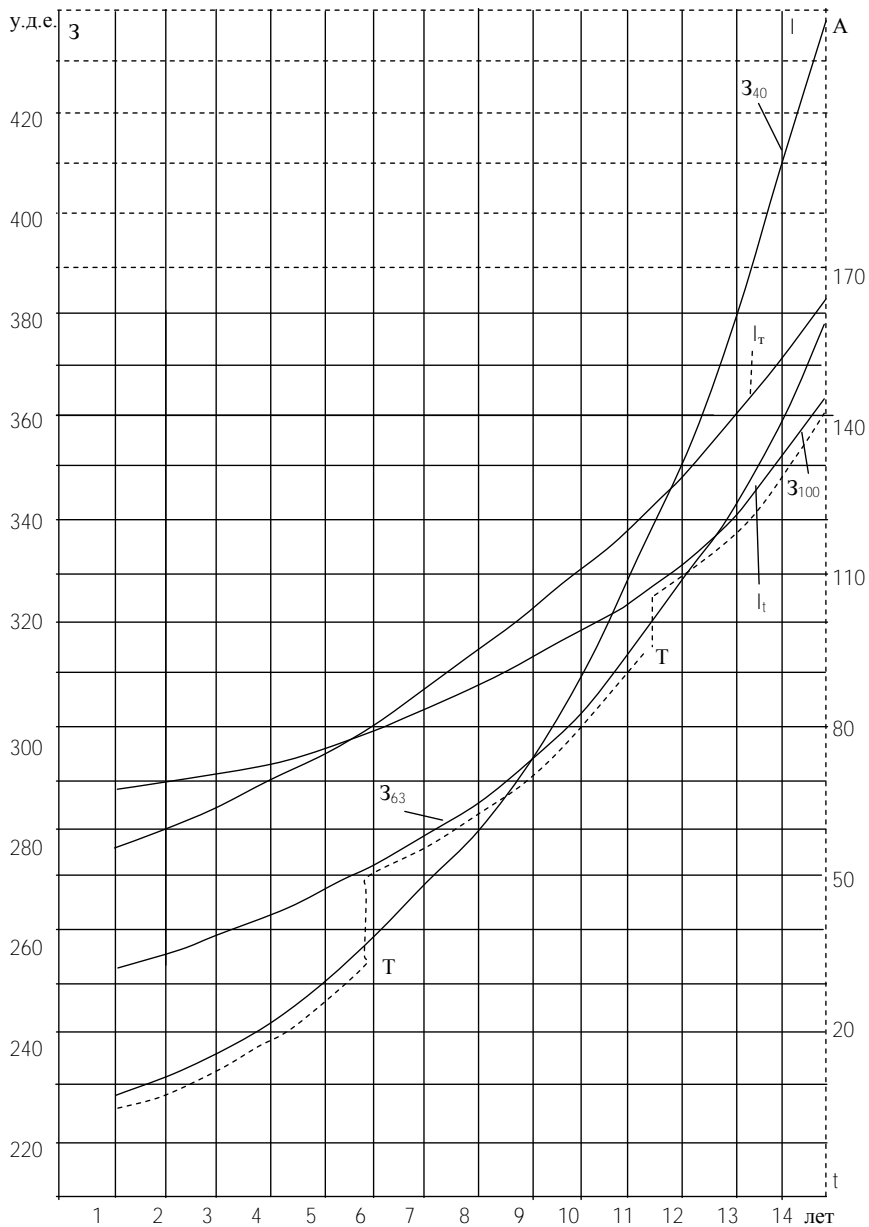


Рис. 6.13. Зависимости $Z_s = f(t)$ и $I_t = f(t)$ для $S_M = \{40, 63, 100\}$

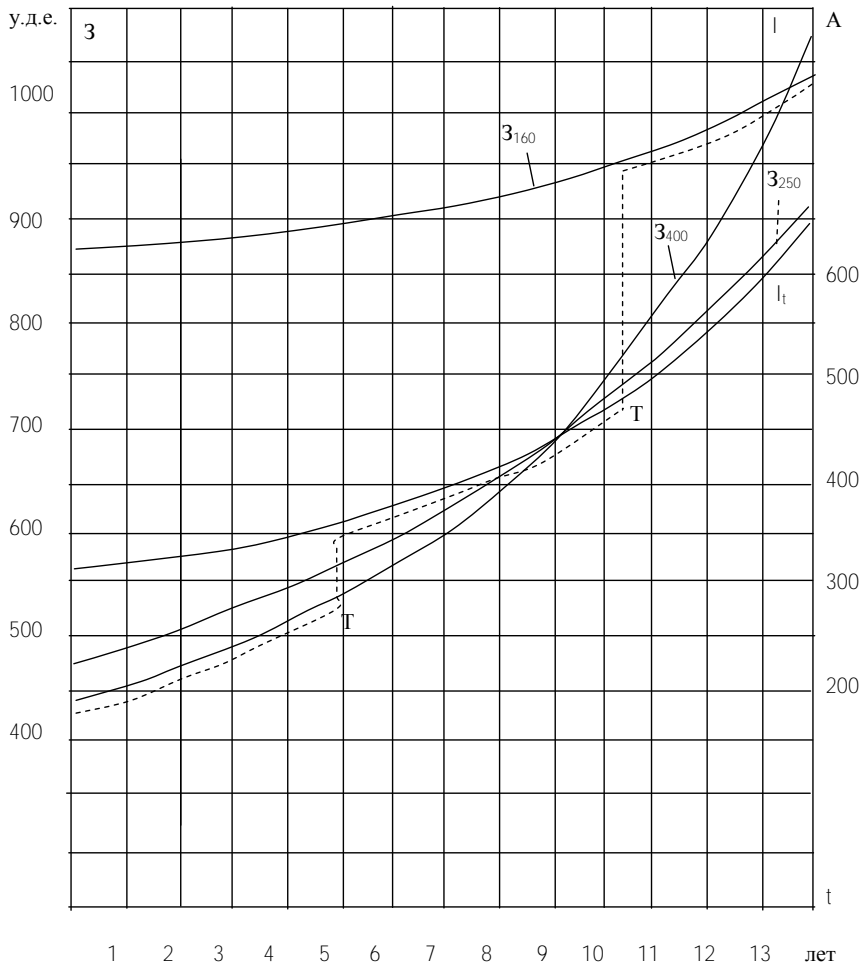


Рис. 6.14. Зависимости $Z_s = f(t)$ и $I_t = f(t)$ для $S_M = \{160, 250, 400\}$

На каждом рисунке показаны:

- рост нагрузки во времени – I_t
- кривые изменения приведенных затрат по годам расчетного периода $Z = f(t)$ для мощностей трансформаторов, являющихся элементами подмножества S_M (они обозначены индексами $Z_s - Z_{25}, Z_{40}, \dots, Z_{400}$);

- путь изменения затрат для оптимального плана (показан пунктирной линией);

- точки перехода с меньшей номинальной мощности трансформатора на большую (техническая причина отмечена буквой Т, экономическая – Э).

Анализ зависимостей, представленных на рис. 6.10–6.14, показывает следующее. Функции $Z_S = f(t)$ при увеличении мощностей трансформаторов носят более пологий характер. Это объясняется тем, что при прочих равных условиях переменная часть выражения (6.33), т.е. составляющая стоимости нагрузочных потерь электроэнергии в трансформаторах, зависит от отношения $(\Delta P_{кзj} / S_{номj})$, значения которого уменьшаются с ростом $S_{номj}$ (табл. 6.11).

Таблица 6.11

Изменение потерь короткого замыкания в трансформаторах в функции номинальных мощностей

$S_{ном}$, кВА	25	40	63	100	160	250	400	630
$\frac{\Delta P_{кзj}}{S_{номj}}, \frac{\text{кВт}}{\text{кВ} \cdot \text{А}}$	0,0276	0,025	0,0234	0,0227	0,0194	0,0168	0,0137	0,0121

Кроме того, в оптимальных планах развития ТП переход с одной номинальной мощности трансформатора на другую не всегда происходит в точках пересечения зависимостей $Z_S = f(t)$, т.е. по экономическим соображениям. Данное обстоятельство вызвано учетом дополнительных условий задачи – ее технических ограничений – и обуславливает необходимость разработки более совершенных методов ее решения.

Ввиду относительной плотности шкалы стоимостей трансформаторов подстанций 6–20/0,38 кВ (см. табл. 2.9) возможности использования номинальных мощностей трансформаторов в большинстве случаев ограничены их нагрузочной способностью (рис. 6.12–6.14). Коэффициенты загрузки трансформаторов, устанавливаемых на под-станциях вместо

перегруженных, лежат в пределах 85–93 %, а срок их нормальной эксплуатации составляет порядка шести лет.

Замена трансформаторов по экономическим условиям наблюдается реже (см. рис. 6.11, 6.12) и зависит от величины исходной нагрузки ТП, принятого предположительного закона ее изменения и коэффициента естественного прироста электропотребления. Исследования показали, что зоны экономического режима работы трансформаторов находятся в пределах их нагрузочной способности и выше. В частности, для данного расчета экономическая загрузка трансформаторов получилась для номинальной мощности 25 кВ·А – 120 % (см. рис. 6.11, 6.12), для 40 кВ·А – 165 %; 63 кВ·А – 152 %; 100 кВ·А – 142 %; 160 кВ·А – 192 %.

Основной недостаток метода экономических интервалов – получение в пределах исследуемого расчетного периода непересекающихся функций $Z_S = f(t)$ показан на рис. 6.14 (зависимость Z_{160} не имеет пересечения с функцией Z_{250}).

Из приведенных рассуждений и графических построений вытекает, что экономическую эффективность оптимального плана замены трансформаторов на понижающих подстанциях 6–20/0,38 кВ определяет величина площади, заключенная между зависимостями $Z_S = f(t)$ для оптимальной и конкурирующей с ней стратегии (см. рис. 6.11). Для данного рисунка принято, что на ТП установлен трансформатор мощностью 40 кВ·А. Видно, что экономический эффект имеет место только в годы несовпадения функций приведенных затрат во времени. Причем экономия денежных средств будет тем выше, чем ниже коэффициент загрузки эксплуатируемого трансформатора, т.е. при замене недогруженных трансформаторов. Отсюда следует, что экономическая эффективность оптимального плана замены трансформаторов на одностранформаторных подстанциях в каждом конкретном случае будет определяться исходными условиями задачи.

Например, полагая, что если для представленных на рис. 6.10–6.14 графиков конкурирующую стратегию во всех случаях характеризует зависимость $Z_{S_M} \in S_M$, т.е. на подстанции установлен и эксплуатируется в промежутке времени T трансформатор номинальной мощности S_M , то получим следующие

данные. Экономический эффект от внедрения оптимального плана, показанного на рис. 6.12, составляет порядка 30 у.д.е. в год, а снижение суммарных потерь электроэнергии – 600 кВт·ч в год, для рис. 6.13 соответственно имеем 140 у.д.е. и 800 кВт·ч в год, для рис. 6.14 – 335 у.д.е. и 2100 кВт·ч в год. Отсюда следует, что диапазон показателей эффективности применения оптимальных планов замены трансформаторов на понижающих подстанциях распределительных электрических сетей довольно широк.

Изложенные выше методические положения в полной мере относятся и к замене проводов воздушных линий напряжением 0,38–20 кВ. Однако здесь необходимо отметить следующее. Условия допустимого нагрева проводов не изменяют полупараболический характер зависимостей $Z_F = f(l)$ и не влияют на оптимальное решение (рис. 6.15–6.17).

Ограничивающим фактором в данном случае служат допустимые потери напряжения, величина которых для исследуемого участка распределительной линии определяется соответствующим расчетом. Если фактические потери напряжения превышают допустимое значение, то замена проводов как средство повышения пропускной способности распределительной электрической сети неэффективна. В противном случае оптимальный план замены проводов на линии будет характеризоваться изменением приведенных затрат по нижним огибающим кривым $Z_F = f(l)$, при переходе с одной зависимости на другую в точках их пересечения, как показано на рис. 6.15–6.17.

Из рис. 6.15–6.17 видно, что экономия приведенных затрат при замене проводов на большие сечения с увеличением расчетного периода возрастает. Это объясняется тем, что показатели стоимости воздушных линий, выполненных проводами различных сечений, отличаются незначительно, а активные сопротивления проводов меньших сечений намного выше. В результате кривизна характеристик $Z_F = f(l)$ получается тем больше, чем меньше F . Наиболее эффективна замена стальных проводов – источников повышенных потерь электрической энергии. Величина эффекта при замене проводов колеблется в довольно широких пределах и также зависит от исходных условий задачи. Функции $Z_F = f(l)$,

иллюстрированные рис. 6.15–6.17, построены лишь для некоторых исходных состояний при допущении замены проводов без учета затрат на реконструкцию линии. Если принять, что во всех случаях оптимальному плану соответствует путь по нижним огибающим кривых Z_F , а замене подлежит провод меньшего сечения, то из рис. 6.15–6.17 видно, что экономия затрат изменяется от 10 до 1030 у.д.е. в год, составляя в среднем порядка 180 у.д.е. в год. Нагрузочные потери электроэнергии снижаются при этом на величину 360–6950 кВт·ч в год или ориентировочно на 1500 кВт·ч в год на один километр линии.

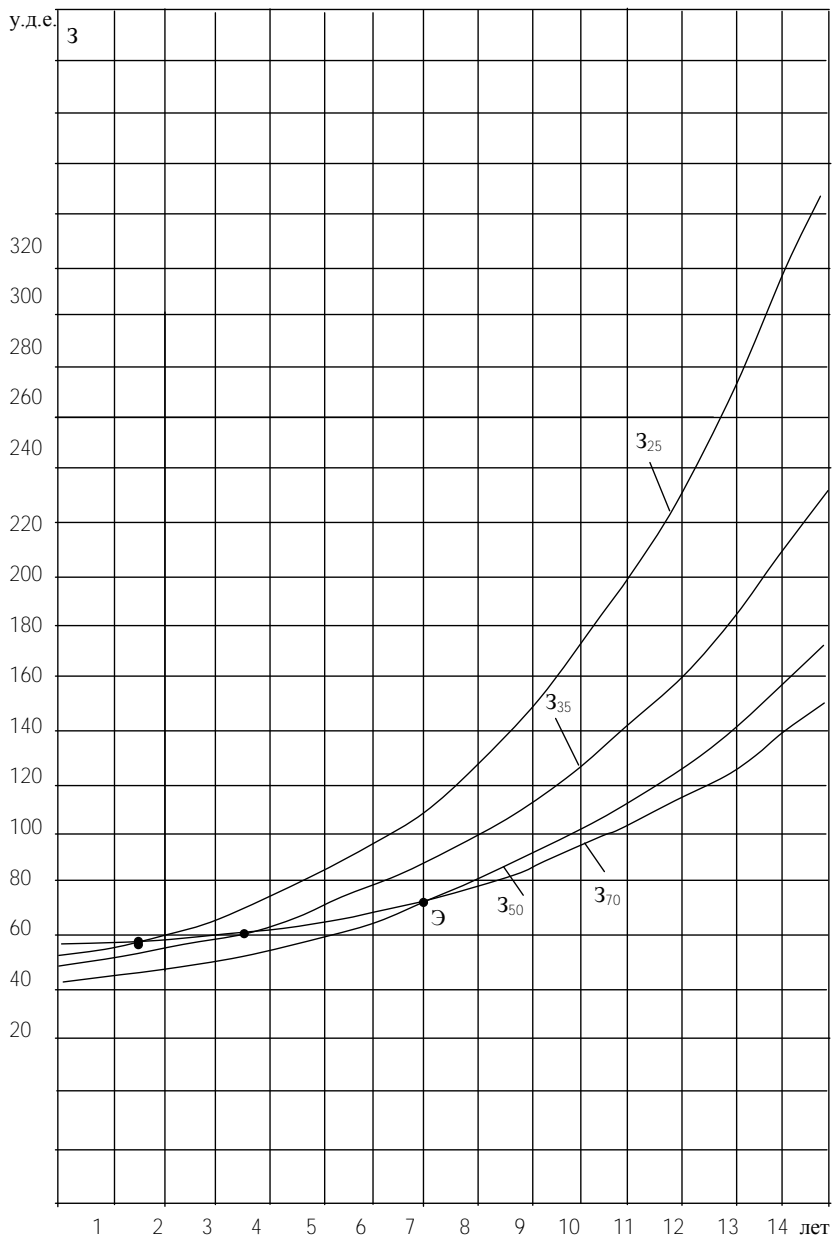


Рис. 6.15. Зависимости $Z_F = f(t)$ и $l_t = f(t)$ для $F = \{25, 35, 50, 70\}$

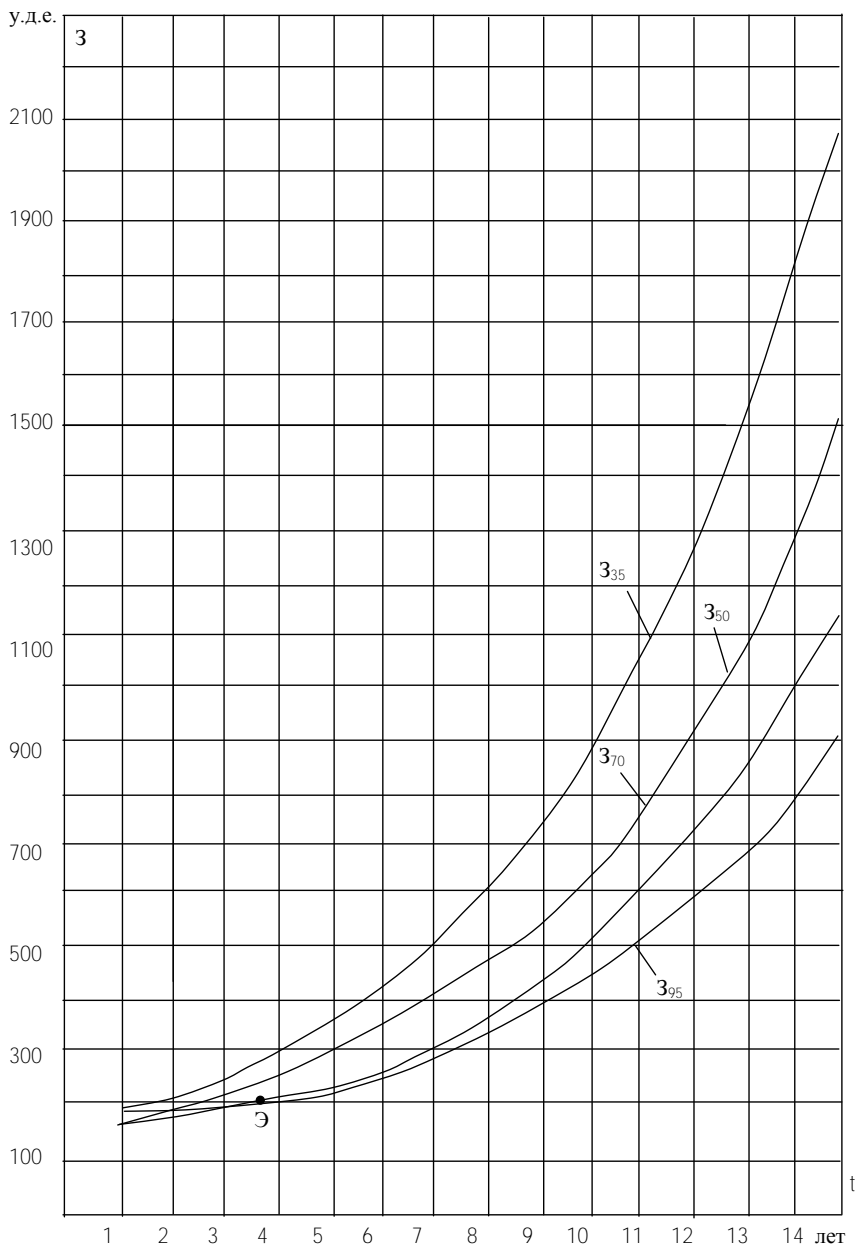


Рис. 6.16. Зависимости $Z_F = f(t)$ и $I_t = f(t)$ для $F = \{35, 50, 70, 95\}$

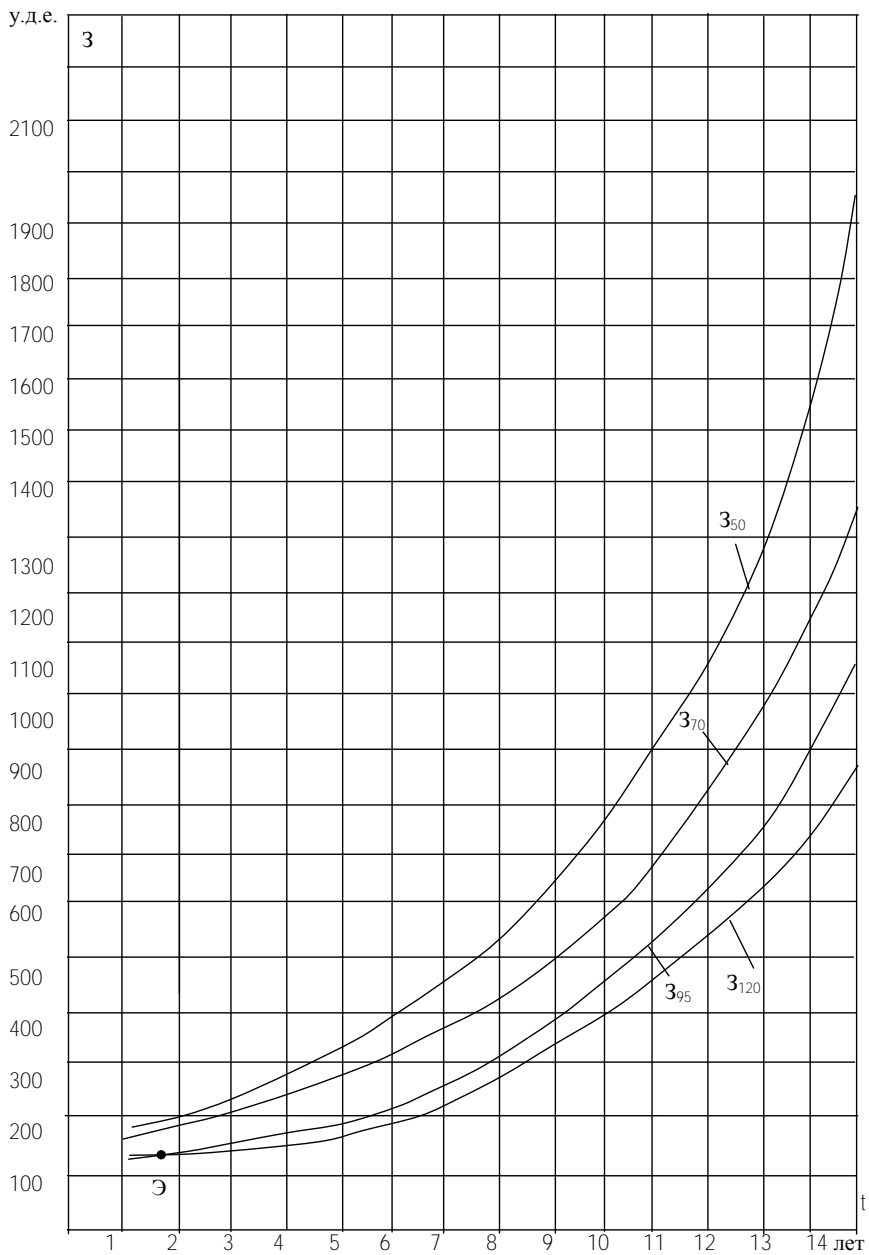


Рис. 6.17. Зависимости $Z_F = f(t)$ и $I_t = f(t)$ для $F = \{50, 70, 95, 120\}$

6.10. Задачи

Задача 6.1

Построить и проанализировать зависимости стоимости передачи электрической энергии C_{Π} в распределительной сети 10 кВ района «С» в функции отпуска электроэнергии $W - C_{\Pi} = f(W)$. Значения C_{Π} вычислить по формуле

$$C_{\Pi} = \frac{\rho_{\text{Л}} K_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{НЛ}} \beta_{\text{НЛ}}}{W} + \frac{\rho_{\text{Т}} K_{\text{Т}} + \Delta W_{\text{ХТ}} \beta_{\text{ХТ}} + \Delta W_{\text{НТ}} \beta_{\text{НТ}}}{W}, \quad (6.34)$$

где $\rho_{\text{Л}}$ – суммарный коэффициент отчислений от стоимости линий сети $K_{\text{Л}}$;

$\Delta W_{\text{НЛ}}$ – нагрузочные потери электроэнергии в линиях сети, тыс. кВт·ч;

$\beta_{\text{НЛ}}$ – стоимость 1 кВт·ч $\Delta W_{\text{НЛ}}$, у.д.е./кВт·ч;

$\rho_{\text{Т}}$ – суммарный коэффициент отчислений от стоимости трансформаторов сети $K_{\text{Т}}$;

$\Delta W_{\text{ХТ}}$ – потери электроэнергии холостого хода в трансформаторах, тыс. кВт·ч;

$\beta_{\text{ХТ}}$ – стоимость 1 кВт·ч $\Delta W_{\text{ХТ}}$, у.д.е./кВт·ч;

$\Delta W_{\text{НТ}}$ – нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах сети, тыс. кВт·ч;

$\beta_{\text{НТ}}$ – стоимость 1 кВт·ч $\Delta W_{\text{НТ}}$, у.д.е./кВт·ч;

W – варьируемый отпуск электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч.

Необходимые для расчетов исходные данные приведены в табл. 6.12. Численные значения $\rho_{\text{Л}}$, $\rho_{\text{Т}}$, $\beta_{\text{НЛ}}$, $\beta_{\text{ХТ}}$, $\beta_{\text{НТ}}$ величин и расчетные соотношения приведены ниже:

$$\rho_{\text{Л}} = 0,18 - 0,20, \quad \rho_{\text{Т}} = 0,20 - 0,25;$$

$$\beta_{\text{ХТ}} = (0,016 - 0,035) \text{ у.д.е./кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\beta_{\text{HT}} = \beta_{\text{НЛ}} = 0,032 - 0,095 \text{ у.д.е./кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{НЛ}} = \sum_1^N \Delta W_{\text{НЛ}i}; \quad \Delta W_{\text{НЛ}i} = \frac{W_{\text{рл}i}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{л}i})}{U_i^2 T} k_{\text{фл}i}^2 r_{\text{эл}i};$$

$$\Delta W_{\text{HT}} = \sum_1^N \Delta W_{\text{HT}i}, \quad \Delta W_{\text{HT}i} = \frac{W_{\text{рт}i}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{т}i})}{U_i^2 T} k_{\text{фт}i}^2 r_{\text{эт}i};$$

$$\Delta W_{\text{ХТ}} = \sum_1^N \Delta W_{\text{ХТ}i}; \quad K_{\text{л}} = K_{\text{лу}} L; \quad K_{\text{т}} = K_{\text{ту}} S_{\text{т}}.$$

В приведенных формулах:

N – число распределительных линий в районе,

$$\text{tg} \varphi = 0,4 - 0,6, \quad k_{\text{ф}} = 1,3 - 1,6; \quad T = 744 \text{ ч}, \quad U = 10,2 - 10,6 \text{ кВ};$$

$$K_{\text{лу}} = 2000 - 7000 \text{ у.д.е./км}; \quad K_{\text{ту}} = 14 \text{ у.д.е./кВ} \cdot \text{А}.$$

$$L = \sum_1^N l_i, \quad S_{\text{т}} = \sum_1^N S_i.$$

Значения $W_{\text{рл}i}$, l_i , S_i , $r_{\text{эл}i}$, $r_{\text{эт}i}$ берутся из табл. 6.12. Варьируемые значения W определяются по формуле

$$W = P \cdot T = S \cdot T \cdot \cos \varphi = k_3 \cdot S_{\text{т}} \cdot T \cdot \cos \varphi,$$

где k_3 – средний коэффициент загрузки трансформаторов сети, изменяемый в диапазоне 0,1–1,6 с шагом 0,1. Величины $\beta_{\text{НЛ}}$ и β_{HT} принять одинаковыми.

Таблица 6.12

Исходные данные для построения зависимости $C_{\Pi} = f(W)$

Борисовские электрические сети. Сельский район сети 10 кВ

№	Наименование подстанции и РЛ	$W_{рл}^{i'}$ тыс. кВт*ч	Загрузка %	l_i км	S_i кВА	$r_{эл}^i$ Ом	$r_{тл}^i$ Ом	$r_{эл}^i/r_{тл}^i$ с.е.
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Б.Тяговая/Т-1/1с ВЛ-319	405,600	84,12	6,7	2460,0	0,850	0,670	1,269
2	БПЗ/Т-2/2с ВЛ-568	168,600	38,57	5,1	2230,0	3,612	0,656	5,503
3	БПЗ/Т-2/4с ВЛ-583	85,000	20,05	6,9	2163,0	2,387	0,758	3,147
4	Борисов/Т-1/1с ВЛ-431	148,200	50,21	14,4	1506,0	1,947	1,102	1,768
5	Борисов/Т-2/2с ВЛ-441	5,600	2,86	1,8	1000,0	1,924	1,345	1,430
6	Бродовка/Т-1/1с ВЛ-534	66,800	10,27	21,5	3320,0	4,032	0,556	7,247
7	Бродовка/Т-1/1с ВЛ-535	94,700	18,76	18,6	2575,0	5,378	0,690	7,791
8	Бродовка/Т-1/1с ВЛ-536	158,400	36,16	17,1	2235,0	6,082	0,936	6,501
9	Бродовка/Т-1/1с ВЛ-537	311,000	49,05	32,7	3235,0	7,207	0,639	11,275
10	Бродовка/Т-1/1с ВЛ-538	3,600	2,45	2,4	750,0	0,381	2,176	0,175
11	Бродовка/Т-1/1с ВЛ-539	35,460	21,80	6,0	830,0	2,527	2,557	0,988
12	Велятичи/Т-1/1с ВЛ-590	88,620	30,86	31,8	1465,0	4,533	1,639	2,766
13	Велятичи/Т-1/1с ВЛ-591	194,550	33,14	18,4	2995,0	2,625	0,618	4,244
14	Велятичи/Т-1/1с ВЛ-592	97,100	28,97	6,9	1710,0	1,768	0,939	1,883
15	Велятичи/Т-1/1с ВЛ-593							
16	Велятичи/Т-2/2с ВЛ-594	180,080	24,83	2,8	3700,0	0,612	0,418	1,464
17	Велятичи/Т-2/2с ВЛ-595	38,300	186,10	10,1	105,0	0,997	26,900	0,037
18	Веселово/Т-1/1с ВЛ-511	329,500	36,42	24,4	4616,0	4,764	0,445	10,700
19	Веселово/Т-1/1с ВЛ-512	305,400	37,32	21,9	4175,0	3,831	0,466	8,215
20	Веселово/Т-1/1с ВЛ-513	359,160	50,38	39,6	3637,0	2,556	0,572	4,466
21	Веселово/Т-1/1с ВЛ-514	161,400	63,10	14,2	1305,0	3,494	1,617	2,162
22	Ганцевичи/Т-1/1с ВЛ-519	153,300	25,26	49,2	3096,0	10,955	0,711	15,417
23	Ганцевичи/Т-1/1с ВЛ-520	52,600	19,03	12,2	1410,0	6,260	1,226	5,108
24	Ганцевичи/Т-1/1с ВЛ-521	48,100	24,71	23,6	993,0	9,207	2,172	4,238
25	Ганцевичи/Т-2/2с ВЛ-528	233,550	225,68	6,6	528,0	2,447	3,350	0,731
26	Забашевичи/Т-1/1с ВЛ-560	13,100	22,66	17,1	295,0	4,534	9,622	0,471
27	Забашевичи/Т-1/1с ВЛ-561	199,500	40,96	40,3	2485,0	7,874	0,851	9,252
28	Забашевичи/Т-1/1с ВЛ-562	212,400	37,85	24,0	2863,0	3,459	0,735	4,709
29	Забашевичи/Т-1/1с ВЛ-563	112,950	22,73	38,0	2535,0	7,898	0,879	8,981
30	Зачистье/Т-1/1с ВЛ-550	61,800	22,68	9,5	1390,0	4,774	1,193	4,001
31	Зачистье/Т-1/1с ВЛ-551	41,100	838,78	3,8	25,0	2,369	121,716	0,019

Требуется вычислить значения $C_{\Pi} = f(W)$ и составляющие формулы (6.34):

$$\frac{\rho_{\text{Л}}K_{\text{Л}} + \rho_{\text{Т}}K_{\text{Т}}}{W} = \frac{A}{W'}, \quad \frac{\Delta W_{\text{ХТ}}\beta_{\text{ХТ}}}{W} = \frac{B}{W'}, \quad \frac{(\Delta W_{\text{НЛ}} + \Delta W_{\text{НТ}})\beta_{\text{Н}}}{W} = \frac{C}{W'}$$

Результаты расчетов свести в табл. 6.13.

Таблица 6.13

Результаты расчетов зависимости $C_{\Pi} = f(W)$

W , тыс. кВт·ч			...			
A/W , у.д.е./кВт·ч			...			
B/W , у.д.е./кВт·ч			...			
C/W , у.д.е./кВт·ч			...			
C_{Π} , у.д.е./кВт·ч			...			

По данным табл. 6.13 на одном графике построить зависимости $C_{\Pi} = f(W)$, $A = f(W)$, $B = f(W)$, $C = f(W)$. На графике найти минимальные значения C_{Π} и соответствующие ей значения $W_{\text{мин}}$.

Рассчитать потери электроэнергии в сети в исходном и оптимальном режиме.

Исходный режим

$$\Delta W = \Delta W_{\text{НЛ}} + \Delta W_{\text{НТ}} + \Delta W_{\text{ХТ}}, \quad \Delta W = \sum_1^N \Delta W_{\text{рл}i}$$

$$\Delta W\% = (\Delta W / W) \cdot 100\%$$

$$\Delta W_{\text{НЛ}}\% = (\Delta W_{\text{НЛ}} / W) \cdot 100\%, \quad \Delta W_{\text{НТ}}\% = (\Delta W_{\text{НТ}} / W) \cdot 100\%$$

$$\Delta W_{\text{ХТ}}\% = (\Delta W_{\text{ХТ}} / W) \cdot 100\%$$

Оптимальный режим

$$\Delta W_{\text{нл}}^{\circ} = \frac{W_{\text{мин}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{л}})}{U_{\text{л}}^2 T} k_{\text{фл}}^2 R_{\text{эл}},$$

где $\text{tg} \varphi_{\text{л}} = \text{tg} \varphi_{\text{л}i}$, $k_{\text{фл}} = k_{\text{фл}i}$, $U_{\text{л}} = U_{\text{л}i}$, $R_{\text{эл}} = \frac{\sum_1^N \Delta W_{\text{рл}i}^2 \cdot r_{\text{эл}i}}{\left(\sum_1^N \Delta W_{\text{рл}i} \right)^2}$,

$$\Delta W_{\text{нт}}^{\circ} = \frac{W_{\text{мин}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{т}})}{U_{\text{т}}^2 T} k_{\text{фт}}^2 R_{\text{эт}},$$

где $\text{tg} \varphi_{\text{т}} = \text{tg} \varphi_{\text{т}i}$, $k_{\text{фт}} = k_{\text{фт}i}$, $U_{\text{т}} = U_{\text{т}i}$, $R_{\text{эт}} = \frac{\sum_1^N \Delta W_{\text{рл}i}^2 \cdot r_{\text{эт}i}}{\left(\sum_1^N \Delta W_{\text{рл}i} \right)^2}$,

$$\Delta W_{\text{xt}}^{\circ} = \Delta W_{\text{xt}},$$

$$\Delta W^{\circ} = \Delta W_{\text{нл}}^{\circ} + \Delta W_{\text{нт}}^{\circ} + \Delta W_{\text{xt}}^{\circ}.$$

Вычислить значения ΔW° в процентах по отношению к $W_{\text{мин}}$ и полученные результаты сравнить с потерями электроэнергии в исходном режиме.

Задача 6.2

Дана схема разомкнутой электрической сети, ее топологические параметры – марки и длины проводов участков, номинальные мощности и загрузка понижающих трансформаторов. Необходимые для расчетов численные значения величин приведены ниже:

максимальная загрузка трансформаторов колеблется в диапазоне 5–25 %, $T_{\text{нб}} = 2500\text{--}4000$ ч, $\cos \varphi = 1$, $\beta_{\text{xt}} = 0,016\text{--}0,035$ у.д.е./кВ·ч, $\beta_{\text{нл}} = \beta_{\text{нт}} = 0,032\text{--}0,095$ 14 у.д.е./кВ·ч. Необходимые справочные данные по трансформаторам взять из табл. 6.15.

Требуется отыскать и оценить оптимальное состояние электрической сети в статической постановке. Расчеты провести в соответствии с контрольным примером из параграфа 6.5, а именно: рассчитать исходный режим сети, оптимальный режим при экономической загрузке трансформаторов и оптимальный режим сети после замены трансформаторов на меньшие номинальные мощности. Сопоставить и проанализировать полученные результаты.

Задача 6.3

Разработать перспективный и текущий план замены трансформаторов на одностранформаторных подстанциях 6–20/0,38 кВ.

Исследовать влияние факторов, определяющих оптимальное решение. Алгоритм решения задачи приведен ниже.

1. Для заданного варианта (см. схему идеализированной сети рис. 6.18 и табл. 6.14) определяется наибольшая нагрузка подстанции $S_{НБ}$ в исходном году:

$$S_{НБ} = \sqrt{3} \cdot U_{НН} \cdot I_{НБ} \cdot \cos \varphi,$$

где $U_{НН} = 0,38 \text{ кВ}$.

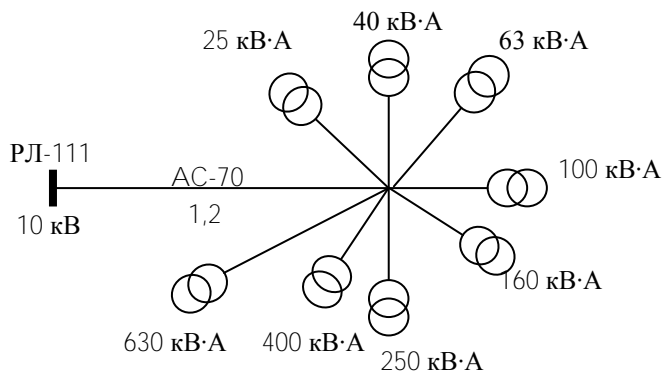


Рис. 6.18. Схема идеализированной сети

Таблица 6.14

Варианты исходных данных

Номер варианта	$S_{\text{ном}}$ (установленная), кВ·А	$I_{\text{нб}}$, А	$\cos \varphi$	α , %	$\beta_{\text{нт}} \cdot 10^{-2}$, у.д.е./кВт·ч	τ , ч	T , лет
1	2	3	4	5	6	7	8
1	100	40	0,85	10	2,0	1500	15
2	250	36	0,93	10	2,2	1600	15
3	400	56	0,90	8	2,5	1700	18
4	160	75	0,96	12	1,8	2200	13
5	40	68	0,87	15	3,0	1900	11
6	63	130	0,88	6	3,5	1600	20
7	160	125	0,92	8	3,2	2500	18
8	100	200	0,95	12	2,8	2800	13
9	63	280	0,88	10	2,0	1350	15
10	40	75	0,88	15	1,95	2000	11
11	40	100	0,97	12	3,2	2600	13
12	630	115	0,97	6	4,0	3000	20
13	400	55	0,9	8	2,4	2900	18
14	25	90	0,92	10	2,0	2100	15

Постоянные величины в задаче принять следующими:

$$p_a = 6,3\%; \quad p_n = 0,12; \quad E_{\text{нп}} = 0,08; \quad \gamma = 1,6-1,7.$$

2. По полученному значению $S_{\text{нб}}$ и заданному закону изменения нагрузки во времени $S(t)$ рассчитываются нагрузки S_t по годам расчетного периода T :

$$S_t = S_{\text{нб}} \cdot (1 + \alpha)^t, \quad t = \overline{1, T},$$

где α – коэффициент среднегодового прироста электроснабжения.

3. Из шкалы номинальных мощностей трансформаторов (графа 2 табл. 6.15) выбираются M трансформаторов в соответствии с условием

$$\frac{S_1}{\gamma} < S_k \leq S_T,$$

где γ – коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов в нормальном режиме работы: $\gamma = 1,6 - 1,7$;

S_k – выбираемая номинальная мощность трансформатора.

Таблица 6.15

Паспортные и стоимостные данные комплектных трансформаторных подстанций

№ п/п	$S_{\text{ном}}$, кВ·А	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	К, у.д.е.
1	2	3	4	5
1	25	0,13	0,69	290
2	40	0,18	1,00	350
3	63	0,24	1,47	401
4	100	0,33	2,27	570
5	160	0,51	2,65	740
6	250	0,74	4,20	1000
7	400	0,95	5,50	1410
8	630	1,31	7,60	2040

4. По известному M определяется число допустимых планов развития подстанции как 2^{M-1} .

5. По формуле 2^{M-1} вычисляются $M-1$ нечетных десятичных чисел, с использованием которых строятся допустимые планы замены трансформаторов на подстанции.

Построение планов осуществляется путем формирования логической матрицы L , элементами l_{ij} которой являются нули и единицы.

Одна строка матрицы L соответствует одному плану. Она представляет собой десятичное число, вычисленное по формуле

$$2 \cdot n - 1, \quad n = \overline{1, 2^{M-1}}$$

и записанное в двоичной системе счисления. Принято, что нуль указывает на отсутствие элемента выборки в рассматриваемом плане, а единица – на его наличие.

Искомые планы будут отражением построенных двоичных комбинаций. Например, при $M = 3$ $2^{M-1} = 4$.

По формуле $2 \cdot n - 1$ получим четыре нечетных числа – 1, 3, 5, 7, которые в двоичной системе счисления имеют вид соответственно 001, 011, 101, 111 (табл. 6.16). Это означает, что матрица L в данном случае будет выглядеть следующим образом:

$$L = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix},$$

а матрица Π допустимых планов замены трансформаторов является отражением матрицы L :

$$\Pi = \begin{bmatrix} 0 & 0 & S_3 \\ 0 & S_2 & S_3 \\ S_1 & 0 & S_3 \\ S_1 & S_2 & S_3 \end{bmatrix}.$$

Таблица 6.16

Двоичное представление нечетных десятичных чисел

Десятичное число	Двоичное представление десятичного числа
1	001
3	011
5	101

7	111
9	1001
11	1011
13	1101
15	1111

Видно, что первый допустимый план предполагает эксплуатацию на ТП только трансформатора номинальной мощности S_3 , во втором варианте рассматривается установка трансформатора мощности S_2 с последующей заменой его на трансформатор S_3 и т.д.

Для расчета приведенных затрат по каждому плану необходимо вначале найти время замены трансформатора меньшей номинальной мощности на большую. Это время может определяться как техническими причинами (допустимой нагрузкой трансформатора γ), так и экономическими условиями (точками пересечения зависимостей приведенных затрат во времени).

Сопоставление планов выполняем по приведенным затратам для каждого j -го варианта по формуле

$$Z_{j\tau} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M (Z_{j\tau} + \Delta Z_{jivt}) \cdot (1 + E_{\text{нп}})^{\tau-t},$$

где τ – год приведения затрат;

$E_{\text{нп}}$ – коэффициент приведения затрат к году τ ;

ΔZ_{jivt} – дополнительные затраты, приплюсовывающиеся только при замене i -го трансформатора в t -м году на v -й и в общем виде включающие в себя стоимость работ по реконструкции подстанции (затраты на демонтаж i -го трансформатора, монтаж v -го и стоимость предполагаемого недоотпуска потребителям);

$Z_{j\tau}$ – затраты на трансформацию электроэнергии i -м трансформатором в год t .

$$Z_{jit} = (P_A + P_H) \cdot K_{jit} + \left[\Delta P_{ji} \cdot T' + \Delta P_{кз\,ji} \cdot \left(\frac{S_{tj}}{S_{ном\,ij}} \right)^2 \cdot \tau \right] \cdot \beta_{HT}. \quad (6.35)$$

Данное выражение написано в предположении, что расходы по эксплуатации подстанции 6–20/0,38 кВ приняты постоянными для всех мощностей трансформаторов; подстанция нормально, без простоев, работает в течение года, т.е. $T' = 8760$ ч; стоимость 1кВт·ч потерянной электроэнергии β_T одинакова для нагрузочных потерь и потерь холостого хода.

Для оптимального варианта

$$Z_{jt} = \min.$$

6. Воспользовавшись данными табл. 6.14 и 6.15, для каждого выбранного из шкалы трансформатора по уравнению (6.35) построить зависимость приведенных затрат во времени $Z_{jt} = f(t)$.

7. Результаты расчетов по пп. 2–6 свести в табл. 6.17.

Таблица 6.17

Результаты расчетов оптимальных планов замены трансформаторов на однотрансформаторных подстанциях 6–20/0,38 кВ

Расчетный период	1	2	3	4	...	$T-1$	T
$S_t, \text{кВ} \cdot \text{А}$...		
$(P_A + P_H) \cdot K_{jit}, \text{у.д.е.}$...		
$\Delta P_{xji} \cdot T' \cdot \beta_T, \text{у.д.е.}$...		
$\Delta P_{кз\,ji} \cdot \left(\frac{S_{tj}}{S_{ном\,ij}} \right)^2 \cdot \tau \cdot \beta_T, \text{у.д.е.}$...		
$Z_{jit}, \text{у.д.е.}$...		

8. По данным табл. 6.15 определить нагрузки трансформаторов выборки $S_{\text{ндоп}}$, допустимые по условиям нагрева изоляции:

$$S_{\text{ндоп}} = \gamma \cdot S_{\text{нном}}$$

9. Вычертить графики $S_t = f(t)$ и $Z_{jt} = f(t)$ и на построенных зависимостях затрат найти точки их пересечения – нагрузку и время (годы) замены трансформаторов по экономическим причинам.

10. На всех графиках отметить точки, соответствующие значениям $S_{\text{ндоп}}$, перехода с меньшей номинальной мощности на большую по техническим соображениям.

11. В соответствии с матрицей П на графиках найти допустимые планы трансформаторов и для каждого из них установить окончательные годы замены трансформаторов, т.е. из двух возможных условий перехода (техническое или экономическое) с одной кривой Z_{jt} на другую выбирать одно, а именно то, которое осуществляется раньше.

12. На основании данных табл. 6.17 и выводов п. 11 заполняется новая таблица, в которую записываются затраты по годам расчетного периода для каждого допустимого плана замены трансформаторов.

13. По уравнению (6.35) рассчитываются приведенные затраты по всем допустимым планам замены трансформаторов на данной подстанции и из них выбираются минимальные затраты. Они и определяют искомое оптимальное решение. Дополнительные затраты учитываются, когда номинальная мощность установленного трансформатора не равна меньшей из номинальных мощностей трансформаторов выборки. Во всех случаях значение ΔZ_{jivt} принимается равным 100 у.д.е. на один трансформатор.

14. Оценивается влияние параметров α , β , τ и T на оптимальное решение. Для этого задаются новыми пятью значениями указанных факторов слева и справа от заданных и расчеты повторяют заново.

З а д а ч а 6.4

Разработать оптимальный план замены провода на выделенном участке распределительной линии без замены опор. Оценить трудоемкость вычислительного процесса и влияние факторов, определяющих эффективность полученного решения.

Алгоритм решения задачи

1. Для заданного варианта (см. схему распределительной линии рис. 6.19 и табл. 6.18) рассчитать начальную токовую нагрузку I_1 выделенного участка.

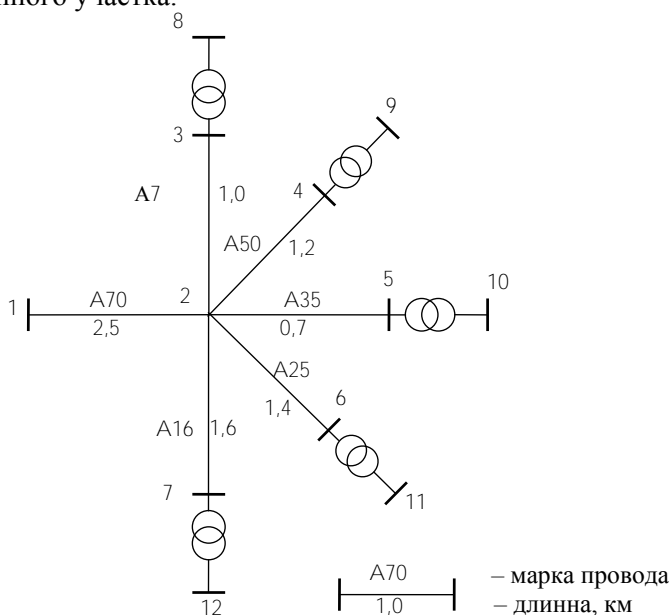


Рис. 6.19. Расчетная схема распределительной линии

2. По начальной нагрузке линии I_1 и закону ее изменения во времени $I(t)$ определяются значения нагрузки по каждому году расчетного периода T :

$$I_t = I_1 (1 + \alpha)^t; \quad t = \overline{1, T},$$

где α – коэффициент прироста нагрузки.

3. Из шкалы стандартных сечений проводов приведенной в табл. 6.19, выбираем ряд сечений, который удовлетворяет рассчитанному диапазону нагрузок $I_1 - I_T$ по техническим соображениям:

$$\frac{I_1}{k_{\text{ш}}} \leq F_k \leq \frac{I_T k_{\text{ш}}}{j_3},$$

где F_k – сечение провода, выбранное из шкалы;

$k_{\text{ш}}$ – коэффициент, равный 1,2;

j_3 – экономическая плотность тока, равная 1–3 А/мм².

4. Пусть из шкалы проводов выбрано M сечений проводов. Тогда число допустимых планов замены проводов определится как 2^{M-1} .

Область конкурирующих планов наглядно представляется в виде матрицы Π , каждая строка которой характеризует один вариант замены провода и описывает одну из возможных комбинаций выбранных сечений.

Например, при $M=3$ матрица Π допустимых планов замены проводов будет иметь вид

$$\Pi = \begin{bmatrix} 0 & 0 & F_3 \\ 0 & F_2 & F_3 \\ F_1 & 0 & F_3 \\ F_1 & F_2 & F_3 \end{bmatrix}.$$

Из анализа матрицы Π видно, что в каждом рассматриваемом плане обязательно присутствует максимальное сечение провода выборки $F_{k_{\text{max}}}$, т.е. F_3 .

Сопоставление планов выполняем по приведенным затратам, вычисляемым для каждого j -го варианта по формуле

$$Z_{jt} = \sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^M \left(C_{jit} + \Delta Z_{jivt} \right) + E_{\text{нп}} \tau^t, \quad (6.36)$$

где τ – год приведения затрат;

$E_{\text{нп}}$ – коэффициент приведения затрат к году τ ;

ΔZ_{jivt} – дополнительные затраты, учитываемые только при замене i -го сечения провода в t -м году на v -е;

Z_{jlt} – затраты на передачу электроэнергии по данному участку линии в год t :

$$Z_{jlt} = C_a + \rho_n \sum_{ji} K_{ji} + 3I_{jt}^2 R_l \tau \beta_{\text{нл}}, \quad (6.37)$$

где ρ_a – норма амортизационных отчислений;

ρ_n – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;

τ – время потерь;

$\beta_{\text{нл}}$ – стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии.

Искомый оптимальный план замены провода на выделенном участке распределительной линии определяется из условия

$$Z_{jt} = \min.$$

5. На основании данных табл. 6.18 для каждого выбранного провода по уравнению (6.37) строятся зависимости приведенных затрат во времени $Z_{jt} = f(t)$.

Таблица 6.18

Варианты заданий

Номер варианта	Участок линии	Номер ТП	$I_{\text{тп}}$ (на стороне 0,38 кВ), А	α , %	$\beta_{\text{нл}}$, уд.е/кВт·ч·10 ⁻²	τ , ч	T , лет
1	2–3	8	800	10	2,0	1500	10
2	2–4	9	600	10	2,5	2000	11
3	2–5	10	850	8	3,0	2500	12
4	2–6	11	500	9	3,5	2400	9
5	2–7	12	925	7	4,0	2300	10
6	2–7	12	700	12	4,5	2100	8
7	2–6	11	825	11	4,0	1800	12

8	2-5	10	430	13	2,5	1900	15
9	2-4	9	350	10	3,2	1700	14
10	2-3	8	625	12	2,6	1600	13
11	2-4	9	450	15	3,0	1900	12
12	2-6	11	900	12	2,0	2500	15
13	2-7	12	950	8	3,0	2500	14
14	2-5	10	730	11	2,4	2000	12
15	2-7	12	395	10	2,2	1600	10

Постоянные величины: $\rho_a = 5,3 \%$; $\rho_n = 0,12$; $E_{нп} = 0,08$.

6. Результаты расчетов по пп 2 и 6 сводятся в таблицу, вычерчиваются графики $I_t = f(t)$ и $Z_{jt} = f(t)$ и на построенных зависимостях затрат находятся точки их пересечения – токовая нагрузка и время (годы) замены проводов по экономическим условиям. В таблице должны быть приведены годы расчетного периода, значения I_t , составляющие затрат $(\rho_A + \rho_n)k_{ij}$ и $3I_{jt}^2 R_{jt} \tau \beta_{нл}$ и сами затраты Z_{jt} .

7. Для M сечений проводов, попавших в выборку, из табл. 6.18 выписываются длительно допустимые токовые нагрузки $I_{кдоп}$.

8. На графике $I_t = f(t)$ отмечаются точки, соответствующие значениям $I_{кдоп}$, – замена провода с меньшего номинального сечения на большее по техническим причинам, если таковые имеются.

9. В соответствии с матрицей Π на графиках $Z_{jt} = f(t)$ откладываются допустимые планы замены проводов и для каждого из них устанавливаются окончательные годы замены, т. е. из двух возможных условий (техническое или экономическое) перехода с одной зависимости $Z_{jt} = f(t)$ на другую оставляется то, которое осуществляется раньше. Для проводов это, как правило, экономическая причина.

10. На основании данных таблицы, выполненной в п. 6, и выводов п. 9 заполняется новая таблица, в которую записываются

затраты по годам расчетного периода, но для каждого допустимого плана замены проводов.

11. По уравнению (6.36) рассчитывают приведенные затраты по всем планам замены проводов на выделенном участке распределительной линии и из них выбираются минимальные. Это и будет оптимальный план замены проводов. Дополнительные затраты учитываются, когда меньшее из сечений F_{kmin} не равно установленному. Величину ΔZ_{jivt} во всех случаях принять равной 60 у.д.е./км.

12. Оценить влияние параметров α, β, τ и T на оптимальное решение. Для этого следует задаться новыми пятью значениями данных факторов слева и справа от первоначальных и заново повторить расчеты, сделав соответствующие выводы.

Таблица 6.19

Паспортные и стоимостные данные проводов

№ п/п	Марка и сечение провода	Стоимость провода, у.д.е./км	R_0 , Ом/км	$I_{доп}$, А
1	A 16	180	1,98	105
2	A 25	254	1,28	135
3	A 35	332	0,92	170
4	A 50	456	0,64	215
5	A 70	608	0,46	265

Вопросы для самопроверки

1. Каковы основные направления модернизации электротехнического оборудования?
2. Что понимается под локальными критериями оптимизации?
3. Как графически определить оптимальное значение потерь в сети?
4. Как определяется направление движения в сторону оптимального состояния электрических сетей?
5. Какие критерии можно использовать для выработки оптимальной траектории движения?

6. Что такое коэффициенты чувствительности и эластичности?
7. Как оценивается степень влияния факторов на величину потерь в сетях?
8. Что принимается в качестве критерия обеспечения экономичности работы энергосистемы?
9. Что такое ссудный (банковский) процент?
10. Из каких составляющих состоят капитальные вложения на реконструкцию сети?
11. Что включают в себя капитальные затраты на строительство и монтаж нового оборудования?
12. Как определяется стоимость строительно-монтажных работ?
13. Как вычисляется стоимость демонтажа проводов?
14. Как определяется ликвидная стоимость?
15. Что такое приведенные затраты и что в них входит?
16. Как вычисляется коэффициент эластичности затрат к изменению сечения провода?
17. Что собой представляет корреляционное поле и как оно используется?
18. Каковы основные блоки структурного алгоритма отыскания оптимальных значений дискретных параметров электрических сетей?
19. Как рассчитывается исходный режим сети?
20. Как рассчитывается режим сети при оптимальной загрузке трансформаторов?
21. Как рассчитывается режим сети после замены трансформаторов на меньшие номинальные мощности?
22. В каких случаях возникает необходимость в замене трансформаторов на подстанции в условиях эксплуатации?
23. Какие показатели включаются в оптимальный план замены трансформаторов?
24. Как определяется общее количество допустимых планов замены трансформаторов на подстанции?
25. По какому критерию определяется оптимальный вариант?
26. Что собой представляет логическая матрица допустимых планов замены трансформаторов?
27. Каким образом строится матрица допустимых планов замены трансформаторов?
28. Как определяется время замены трансформаторов?
29. Как находится недоотпуск электроэнергии потребителям?

30. Чем отличается выбор трансформатора при проектировании от его замены в процессе эксплуатации?
31. В каких случаях выполняется замена проводов воздушных линий?
32. Что такое критериальные потери напряжения?
33. Что такое эксплуатационный радиус действия электрической сети?
34. Что собой представляют критериальные (экономические) потери напряжения?
35. Что такое критериальная длина линии?
36. Как определяется экономический радиус действия электрической сети?
37. Каковы значения рациональных радиусов действия воздушных сетей среднего напряжения?
38. Как оценивается экономическая эффективность внедрения оптимального плана замены трансформаторов?
39. Что представляет собой конкурирующая стратегия?
40. Как можно оценить экономическую эффективность проводов воздушных линий в электрических сетях?
41. Замена каких проводов наиболее эффективна и почему?

Глава 7. КУРСОВОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ

7.1. Развитие электроэнергетической системы

7.1.1. Примерное задание на курсовое проектирование

Тема проекта. Развитие электроэнергетической системы.

1. *Исходные данные для проектирования.*

Имеются избыточные по мощности системы C_1 и C_2 и дефицитная система C_3 (рис. 7.1) с дефицитом мощности на шинах вторичного напряжения P_d .

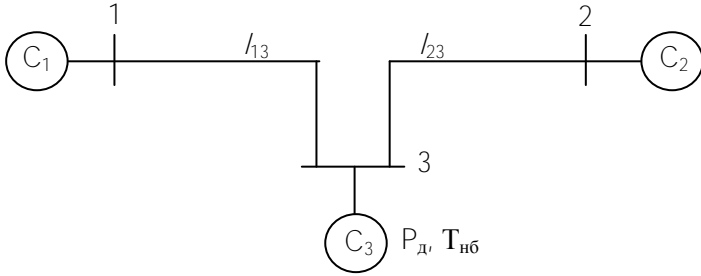


Рис. 7.1. Схема объединенной системы

В системах C_1 и C_2 имеются питающие подстанции с полуторной схемой соединения любых напряжений от 35 до 750 кВ.

Мощность, которая должна быть передана из системы C_2 в систему C_3 по проектируемой межсистемной электропередаче длиной l_{23} в нормальном режиме, составляет $0,4 P_d$. Остальная мощность должна быть передана из системы C_1 по проектируемой электропередаче длиной l_{13} . В послеаварийных и ремонтных режимах по одной из линий вся мощность P_d может быть передана из любой системы (C_1 или C_2).

Время использования дефицитной мощности P_d составляет $T_{нб} = 5500$ ч.

Дефицит мощности в системе C_3 точно неизвестен и задан тремя значениями (средним и двумя крайними) с соответствующими вероятностями:

P^* в долях от P_d	0,7	1,0	1,3
Вероятность p	0,2	0,6	0,2.

Требуемая реактивная мощность для потребителей мощностью P_d на шинах вторичного напряжения системы C_3 полностью покрывается за счет собственных источников системы C_3 .

Потери реактивной мощности в линиях электропередачи 13, 23 (с учетом генерации зарядной мощности) и в трансформаторах приемной подстанции системы C_3 необходимо скомпенсировать установкой соответствующих компенсирующих устройств на шинах вторичного напряжения приемной подстанции системы C_3 .

Недостающими исходными данными, которые потребуются по ходу проектирования, задаться самостоятельно (например, материал

и тип опор линий, район сооружения линий, расчетные климатические условия по гололеду, ряд и вектор приоритета локальных критериев и др.).

2. Перечень вопросов, которые подлежат разработке.

А. Решение задачи в условиях неопределенности.

Для каждого заданного уровня дефицита мощности P_d системы C_3 выбрать стратегию (вариант) развития энергосистемы (определить параметры межсистемных электропередач 13, 23 и приемной подстанции: номинальное напряжение, число цепей и исполнение линий (одноцепные, двухцепные, две двухцепные и т.п.), сечение проводов линий, схему подстанции, число и мощность трансформаторов, мощность компенсирующих устройств).

Для каждой стратегии и каждого уровня дефицита мощности рассчитать стоимость передачи энергии из систем C_1 и C_2 в систему C_3 .

Сформировать платежные матрицы стоимости передачи электроэнергии.

Выбрать оптимальную стратегию развития энергосистемы:

а) в условиях риска (при заданных вероятностях p);

б) условиях неопределенности по критериям Лапласа, Вальда, Сэвиджа, Гурвица (при различных значениях коэффициента оптимизма α).

Б. Решение задачи в условиях многокритериальности.

Для каждого уровня дефицита мощности $P^* = 0,7; 1,0; 1,3$ выбрать оптимальную стратегию развития энергосистемы, исходя из многоцелевой задачи. В качестве локальных критериев принять капитальные затраты, коэффициент вынужденного полного перерыва в передаче мощности, годовые потери электроэнергии, площадь отчуждения земель под проектируемые линии и приемную подстанцию в системе C_3 .

Решения получить с помощью следующих принципов выбора критерия оптимальности: выделения главного критерия, последовательной оптимизации на основе жесткого приоритета, последовательной уступки, относительного гарантированного уровня, весовых коэффициентов, справедливого компромисса и принципа, основанного на максимизации совокупности локальных критериев.

В. Выводы в обобщенном виде.

Г. Графическая часть.

Графическая часть должна содержать схемы сети объединенной энергосистемы для выбранных стратегий и параметры оборудования, платежные матрицы, структурные схемы расчета надежности, обобщенные результаты принятия решений.

7.1.2. Выбор стратегий развития энергосистемы

На первом этапе выполнения курсового проекта необходимо выбрать три стратегии (варианта) развития энергосистемы, каждая из которых должна соответствовать заданному уровню дефицита мощности в системе S_3 . Для этого следует определить приближенные потоки мощности (без учета потерь мощности) по линиям 13 и 23, после чего в них наметить число цепей и исполнение линий (одноцепные, двухцепные или две параллельные цепи на разных опорах).

Затем выбрать номинальные напряжения линий, используя следующую эмпирическую формулу:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}},$$

где P – мощность, приходящаяся на одну цепь, МВт;

l – длина цепи линий, км.

Полученное расчетное напряжение следует округлить до ближайшего большего стандартного. Номинальные напряжения можно также найти по экономическим зонам [10].

Выбранные номинальные напряжения линий 13 и 23 могут быть как одинаковыми, так и различными.

После выбора номинальных напряжений необходимо выбрать конструкцию фазы линий (расщепленная, нерасщепленная), общее сечение фазы, а по ним – марку провода. Выбор сечений фаз следует произвести по экономическим соображениям, используя метод экономической плотности тока (для линий напряжением до 110 кВ включительно) [10] или метод экономических интервалов нагрузки (для линий напряжением 220 кВ и выше) [7]. Выбранные

сечения проводов не должны быть меньше допустимых по условию короны [10].

Результаты расчетов рекомендуется представить в форме табл. 7.1.

Таблица 7.1

Результаты выбора номинальных напряжений
и сечений проводов линий

Характеристика линии	Стратегии		
	1	2	3
Потоки мощности, МВт, по: линии 13 линии 23 Длина, км: линии 13 линии 23 Число цепей: линии 13 линии 23 Исполнение: линии 13 линии 23 Номинальные напряжения, кВ линии 13 линии 23 Марки проводов: линии 13 линии 23 Сопротивления и зарядная мощность: линии 13 r_0 , Ом/км x_0 , Ом/км q_0 , Мвар/км линии 23 r_0 , Ом/км x_0 , Ом/км q_0 , Мвар/км			

При выборе числа и мощности трансформаторов, а также однолинейной схемы приемной подстанции системы S_3 необходимо руководствоваться рекомендациями, изложенными в [10].

В соответствии с условиями задания на курсовое проектирование необходимая мощность компенсирующих устройств Q_k , устанавливаемых на приемной подстанции системы S_3 , и их вид

могут быть найдена на основе составления баланса реактивной мощности в виде

$$\Delta Q_{л13} + \Delta Q_{л23} + \Delta Q_T = Q_{b13} + Q_{b23} \pm Q_k, \quad (7.1)$$

где $\Delta Q_{л}$, ΔQ_T – потери реактивной мощности соответственно в линиях и трансформаторах;

Q_b – зарядная мощность линий.

Расчет потерь реактивной и зарядной мощности достаточно произвести на основании найденных приближенных потоков мощности без учета ее потерь и выбранных номинальных напряжений.

Если из уравнения (7.1) мощность компенсирующего устройства окажется $Q_k > 0$, то, следовательно, необходимо выбрать компенсирующее устройство, генерирующее реактивную мощность. Если окажется, что $Q_k < 0$, то компенсирующее устройство должно потреблять реактивную мощность.

Результаты принятия решений по подстанции системы C_3 рекомендуется представить в виде табл. 7.2.

Таблица 7.2

Результаты выбора параметров приемной подстанции

Характеристика подстанции	Стратегии		
	1	2	3
1	2	3	4
Количество трансформаторов Характеристика трансформаторов: тип $S_{ном}$, МВ·А R_T , Ом X_T , Ом ΔP_x , МВт ΔQ_x , Мвар			

Окончание табл. 7.2

1	2	3	4
---	---	---	---

Номинальное напряжение, кВ: ВН СН НН			
Название схемы со стороны: ВН СН НН			
Компенсирующее устройство: тип мощность, Мвар			

7.1.3. Определение показателей надежности

В данном курсовом проекте предлагается выполнить упрощенный расчет показателей надежности. Для определения коэффициента вынужденного полного перерыва в передаче мощности из систем C_1 и C_2 в систему C_3 необходимо учесть следующие ситуации:

а) аварийное и плановое отключение последовательно включенных элементов;

б) одновременное аварийное отключение всех параллельных элементов;

в) наложение на плановый ремонт одного из элементов одновременного аварийного отключения всех остальных параллельно включенных элементов.

Для расчета показателей надежности необходимо составить для каждой стратегии структурные схемы, руководствуясь рекомендациями, приведенными в [10, 49]. При этом в структурные схемы предлагается включить: линии 13 и 23, трансформаторы приемной подстанции системы C_3 и линейные выключатели в цепях линий и трансформаторов на подстанциях систем C_1 , C_2 , C_3 . Остальные элементы подстанций, в целях упрощения расчетов, при расчете надежности можно не учитывать.

Для определения коэффициентов вынужденного и планового простоя необходимо знать следующие параметры:

$\omega_{\text{в}}$ – параметр потока отказов, отказ/год;

$\omega_{\text{п}}$ – средняя частота плановых простоев, простой/год;

$T_{\text{в}}$, $T_{\text{п}}$ – время восстановления повреждения при аварийном или плановом ремонте, год/отказ, год/простой.

Эти показатели принимаются на основании среднестатистических данных. Укрупненная информация по данным параметрам, которая может быть использована в курсовом проекте, приведена в табл. 7.3 и 7.4.

Таблица 7.3

Показатели надежности линий электропередачи

Напря- жение, кВ	Опоры	Число цепей	$\omega_{\text{в}}$, отказ/год	$\omega_{\text{п}}$, простой/год	$T_{\text{в}} \cdot 10^{-3}$, год/отказ	$T_{\text{п}} \cdot 10^{-3}$, год/простой
35	Металлические Железобетонные	1	0,65	2,1	1	1,8
		2	0,76/0,16	4/0,3	0,68/0,9	1,5/1
		1	0,63	0,8	1,1	1,7
		2	0,72/0,05	1,3/0,15	1,1/1,4	1,6/1,5
110	Металлические Железобетонные	1	0,89	2,1	1	1,7
		2	1,16/0,12	3,8/0,4	0,8/1,2	1,7/2,2
		1	0,53	1,6	1,2	1,8
		2	0,81/0,1	2,4/0,4	1/1,7	1,4/1,5
220	Металлические Железобетонные	1	0,34	1,8	1,6	1,9
		2	0,43/0,03	1,1/0,3	1,3/1,7	2/2,7
		1	0,26	3	1,1	2,7
		2	0,28/0,03	7,3/0,3	1/0,9	1,9/1
330	Металлические Железобетонные	1	0,48	3	1,2	2,4
		2	0,79/0,09	7,3/0,3	1/0,6	1,7/1,6
		1	0,3	2,9	1,7	2,3
500	Металлические Железобетонные	1	0,24	1,6	1,6	2
		1	0,26	1,7	1,5	2,6
750	Металлические	1	0,2	0,17	2,3	4

П р и м е ч а н и е. Параметр $\omega_{\text{в}}$ приведен на 100 км, остальные – на одну линию. В числителе дроби – для отключения одной цепи, в знаменателе – двух цепей. Параметры $\omega_{\text{в}}$ и $T_{\text{в}}$ приведены для устойчивых отказов.

Таблица 7.4

Показатели надежности элементов подстанций

Элемент	Напряжение, кВ	$\omega_{в}$, отказ/год	$\omega_{п}$, простой/год	$T_{и} \cdot 10^{-3}$, год/отказ	$T_{п} \cdot 10^{-3}$, год/простой
Трансформаторы мощностью: Менее 7,5 МВ·А	35	0,007	0,25	7,4	3
	110	0,018	0,25	4,6	3,2
10–80 МВ·А	35	0,012	0,75	8	3
	110	0,014	0,75	8	3,2
	220	0,035	0,75	6,8	3,2
Более 80 МВ·А	110	0,075	1	10,8	3,4
	220	0,025	1	6,8	3,4
	330	0,053	1	5,1	3,4
	500–750	0,024	1	25,1	5,7
Выключатели	35	0,02	0,2	4,6	3,3
	110	0,02	0,2	2,3	5,1
	220	0,02	0,2	2,9	11,2
	330	0,03	0,2	6,8	12,9
	500	0,15	0,2	6,8	15,2
	750	0,25	0,2	8,6	30,9

Примечание. Сведения о выключателях приведены для воздушных выключателей.

Результаты расчета надежности рекомендуется представить в виде табл. 7.5.

Таблица 7.5

Результаты расчета надежности

Показатель надежности	Стратегии		
	1	2	3
Коэффициент вынужденного перерыва в передаче мощности $k_{в}$			

7.1.4. Расчет экономических показателей

Стоимость передачи электроэнергии определяется по формуле

$$C_{\Pi} = \frac{3}{W} = \frac{E_{\Pi} K + I}{P_{\text{нб}} T_{\text{нб}}},$$

где E_{Π} – нормативный коэффициент эффективности капитальных затрат (при рыночной экономике – банковский процент по ссуде);

K и I – капитальные затраты и годовые эксплуатационные расходы во все вновь вводимые элементы сети.

Для укрупненного расчета капитальных затрат воспользуемся эмпирическими зависимостями, полученными в [50].

Капитальные затраты состоят из затрат на линии и затрат на подстанции.

Капитальные затраты на 1 км линии напряжением 35–750 кВ могут быть определены по формуле

$$K_{\text{л}} = A_{\text{л}} + B_{\text{л}} U_{\text{ном}}^2 + C_{\text{л}} F,$$

где $A_{\text{л}}$, $B_{\text{л}}$, $C_{\text{л}}$ – коэффициенты аппроксимации;

F – сечение одной фазы линии.

Значения коэффициентов $A_{\text{л}}$, $B_{\text{л}}$, $C_{\text{л}}$ для второго климатического района по гололеду приведены в табл. 7.6.

Таблица 7.6

Значения коэффициентов аппроксимации
для расчета стоимости линий

Число цепей	Опоры	$A_{\text{л}}$, тыс. у.д.е./км	$B_{\text{л}} \cdot 10^5$, тыс. у.д.е./(\text{км} \cdot \text{кВ}^2)	$C_{\text{л}} \cdot 10^{-2}$, тыс. у.д.е./(\text{км} \cdot \text{мм}^2)
1	Металлические	9,63	8,75	1,3
	Железобетонные	6,44	7,13	1,6
2	Металлические	11,04	25,5	2,9
	Железобетонные	8,7	21,4	3,6

Капитальные затраты на подстанцию могут быть определены в виде

$$K_{\text{пс}} = K_{\text{т}}m_{\text{т}} + K_{\text{в}}m_{\text{в}} + K_{\text{к}}m_{\text{к}} + K_{\text{п}},$$

где $m_{\text{т}}$, $m_{\text{в}}$, $m_{\text{к}}$ – соответственно число трансформаторов (автотрансформаторов), ячеек с выключателями, компенсирующих устройств;

$K_{\text{т}}$, $K_{\text{в}}$, $K_{\text{к}}$ – стоимость каждого элемента;

$K_{\text{п}}$ – постоянная часть затрат на подстанцию.

Стоимость одного трансформатора определяется в виде

$$K_{\text{т}} = A_{\text{т}} + B_{\text{т}}U_{\text{ном}}^2 + C_{\text{т}}S_{\text{тном}},$$

где $A_{\text{т}}$, $B_{\text{т}}$, $C_{\text{т}}$ – коэффициенты аппроксимации;

$U_{\text{ном}}$ – высшее напряжение трансформатора, кВ;

$S_{\text{тном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Стоимость ячейки с выключателем

$$K_{\text{в}} = A_{\text{в}} + B_{\text{в}}U_{\text{ном}}^2,$$

где $A_{\text{в}}$, $B_{\text{в}}$ – коэффициенты аппроксимации.

Стоимость компенсирующего устройства

$$K_{\text{к}} = A_{\text{к}}Q_{\text{к}},$$

где $A_{\text{к}}$ – коэффициент аппроксимации;

$Q_{\text{к}}$ – мощность компенсирующего устройства, Мвар.

Постоянная часть затрат приближенно может быть определена по выражению

$$K_{\text{п}} = A_{\text{п}} + B_{\text{п}}U_{\text{ном}}^2,$$

где A_{Π} , B_{Π} – коэффициенты аппроксимации.

Средние значения коэффициентов аппроксимации приведены в табл. 7.7.

Таблица 7.7

Значения коэффициентов аппроксимации
для расчета стоимости подстанций

Коэффициент	Среднее значение
A_T , тыс. у.д.е.	20
B_T , тыс. у.д.е./кВ ²	$1,43 \cdot 10^{-3}$
C_T , тыс. у.д.е./МВ·А	0,886
A_B , тыс. у.д.е.	15
B_B , тыс. у.д.е./кВ ²	$2,1 \cdot 10^{-3}$
A_K , тыс. у.д.е./Мвар	
для шунтирующих реакторов при напряжении, кВ	
110	1,7
330	1,9
500	2,1
750	2,9
для батарей статических конденсаторов при напряжении, кВ:	
10	5,1
35	4,6
110	4,2
A_{Π} , тыс. у.д.е.	50
B_{Π} , тыс. у.д.е./кВ ²	$1,3 \cdot 10^{-2}$

Годовые эксплуатационные расходы (издержки) определяются по формуле

$$И = (p_a + p_{To})K + \Delta W_x \beta_x + \Delta W_n \beta_n,$$

где p_a , p_{To} – отчисления на амортизацию и текущий ремонт [10, 77];

ΔW_x , ΔW_n – потери энергии холостого хода и нагрузочные;

β_x , β_n – стоимость 1 кВт·ч потерь энергии холостого хода и нагрузочных потерь.

Для расчета потерь электроэнергии могут быть использованы рекомендации, приведенные в [49].

Результаты расчета экономических показателей для всех намеченных стратегий развития энергосистемы рекомендуется представить в виде табл. 7.8.

Таблица 7.8

Результаты расчета экономических показателей

Показатель	Стратегия		
	1	2	3
Капитальные затраты, тыс. у.д.е.			
Годовые эксплуатационные расходы (издержки), тыс. у.д.е.			
Годовые потери электроэнергии, МВт·ч			
Стоимость передачи электроэнергии, у.д.е./кВт·ч			

7.1.5. Принятие решений в условиях неопределенности

Для принятия решений необходимо составить платежную матрицу стоимости передачи электроэнергии. Результаты расчетов рекомендуется представить в виде табл. 7.9.

Таблица 7.9

Платежная матрица стоимости передачи электроэнергии

Стратегия \ P^*	0,7	1,0	1,3
1			
2			
3			

Далее рекомендуется преобразовать задачу минимизации стоимости передачи электроэнергии в задачу максимизации:

$$\min C_{\Pi} = \max(A - C_{\Pi}),$$

где $A > a_{ij\text{ макс}}$:

$a_{ij\text{ макс}}$ – наибольшее значение элемента платежной матрицы.

На основании платежной матрицы, используя формулу (2.6), необходимо составить платежную матрицу рисков по типу табл. 7.9.

Имея платежные матрицы, можно решить задачу принятия решений в условиях риска и в условиях неопределенности на основании различных критериев. При этом необходимо использовать формулы (2.7)–(2.13). Примеры применения этих формул приведены в главе 2, в частности, в задаче 2.2.

Результаты принятия решений по различным критериям рекомендуется свести в табл. 7.10.

Таблица 7.10

Результаты принятия решений

Условие и критерий	Предпочтительная стратегия
В условиях риска В условиях неопределенности по критериям: Лапласа Вальда Сэвиджа Гурвица	

7.1.6. Принятие решений в условиях многокритериальности

В соответствии с заданием расчеты необходимо выполнить для уровня передачи мощности в систему $C_3 P^* = 0,7; 1,0; 1,3$. В подразделах 7.1.3 и 7.1.4 ряд локальных критериев для каждой из стратегий уже был вычислен: капитальные затраты K , коэффициент вынужденного перерыва в передаче мощности $k_{\text{в}}$, годовые потери электроэнергии ΔW .

Локальный критерий в виде площади отчуждения под проектируемые линии $S_{л}$ и приемную подстанцию $S_{пс}$ может быть определен по формуле

$$S = S_{л} + S_{пс}.$$

Площадь отчуждения земель для существующих конструкций воздушных линий характеризуется данными, приведенными в табл. 7.11 [51].

Таблица 7.11

Площадь земель, отводимая под опоры 1 км воздушных линий электропередачи

Опоры ВЛ	Площади земельных участков, м ² , отводимые под опоры при напряжении линии, кВ					
	0,38–20	35	110–150	220	330	500
Железобетонные	150	150 (800)	150 (800)	150 (800)	250 (600)	300 (900)
Стальные: свободно стоящие	150	300	400	550	450	650
с оттяжками	-	-	3700	5500	4000	1300
Деревянные	150	450	450	450	-	-

Примечания: 1. Данные приведены для ВЛ, сооружаемых на унифицированных и типовых опорах.

2. Для железобетонных опор данные приведены для опор, устанавливаемых в пробуриваемые котлованы, а в скобках – для установки опор в отрываемые котлованы.

Для определения площади отчуждения под подстанцию можно воспользоваться данными, приведенными в табл. 7.12, 7.13 для наиболее характерного числа присоединений на сторонах низшего и среднего напряжений [51].

Таблица 7.12

Площади земельных участков, отводимые для подстанций

№	Схемы электрических соединений	Площади отводимых земель, тыс. м ² , при установке подстанции трансформаторов	
		двухмоточных напряжением, кВ	трехмоточных напряжением, кВ

		35/6-10	110/6-10	150-220	110	150-220	330/110/ 6-35	330/220/ 6-35	500/220/ 6-10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Блок линия – трансформатор	1,5	2,5	8	4,5	25	20	27	-
2	Сдвоенный блок (2 линии-2 трансформатора)	2,5	3,5	15	8,5	-	-	-	-

Окончание табл. 7.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Мостик	2,5	6	18	11	30	-	-	-
4	Четырехугольник	-	-	35	-	47,5	75	83	-
5	Со сборными шинами	6	15	35	22	60	-	-	-
6	С полуторным присоединением	-	-	-	-	-	-	160	-
7	Трансформатор-шины	-	-	-	-	-	-	-	180

Таблица 7.13

Площади земельных участков, отводимые под отдельные объекты подстанций

Здания и сооружения подстанций	Площади отводимых земельных участков, м ²
Ячейка ОРУ 35 кВ	300
110 кВ	1000
150 и 220 кВ	1500
330 кВ	3000
500 кВ	8000
Батарея статических конденсаторов	3000
2 синхронных компенсатора по 15 Мвар	1500
2 синхронных компенсатора по 50 или 100 Мвар	3000

После определения всех локальных критериев можно составить матрицу в виде табл. 3.14.

Таблица 7.14

Матрица локальных критериев

Стратегия	Локальные критерии			
	К, тыс. у.д.е.	ΔW , МВт·ч	У, тыс. у.д.е.	S , га
1				
2				
3				

Для принятия решений в многокритериальной задаче на основании матрицы локальных критериев необходимо воспользоваться методикой и расчетными формулами, приведенными в параграфе 2.6.

Решение задачи удобно осуществлять, предварительно нормализовав локальные критерии. Также задачу минимизации локальных критериев удобно преобразовать в задачу максимизации, для чего значения локальных критериев e_{jq} необходимо заменить на значения $A - e_{jq}$, где $A > e_{jq \text{ макс}}$, $e_{jq \text{ макс}}$ – наибольшее значение в матрице нормализованных локальных критериев.

Различные принципы сведения многоцелевой задачи к одноцелевой (принципы выбора критерия оптимальности) подробно рассмотрены в задаче 2.9 главы 2.

Результаты расчетов для удобства анализа рекомендуется представить в виде табл. 7.15.

Таблица 7.15

Результаты принятия решений в многоцелевой задаче

Принцип выбора оптимальной стратегии	Предпочтительная стратегия
Принцип выделения главного критерия	
Принцип последовательной оптимизации на основе жесткого приоритета	
Принцип последовательной уступки	
Принцип относительного гарантированного уровня	
Принцип весовых коэффициентов	
Принцип справедливого компромисса	
Принцип, основанный на максимизации	

7.2. Развитие электрической сети энергосистемы

7.2.1. Примерное задание на курсовое проектирование

Тема проекта: Развитие разомкнутой электрической сети энергосистемы

Исходные данные для проектирования

Задана схема распределительной электрической сети напряжением $U_{\text{ном}}$ 6 или 10 кВ, питающейся от одного центра питания и содержащей 2–3 разветвленные распределительные линии с 10–20 по-нижающими трансформаторными подстанциями 6–10/0,38 кВ. Заданы топологические параметры сети: длины участков, марки их проводов (кабелей), номинальные мощности трансформаторов 6–10/0,38 кВ и статистические характеристики нагрузки – математические ожидания $M[k_3]$ и среднеквадратические отклонения $\sigma[k_3]$ максимальных коэффициентов загрузки k_3 трансформаторов $M[k_3]$ и $\sigma[k_3]$ в режиме наименьших нагрузок, коэффициентов мощности $M[\cos\varphi]$ и $\sigma[\cos\varphi]$ и времени использования наибольшей активной нагрузки $M[t_{\text{нб}}]$ и $\sigma[t_{\text{нб}}]$. Численные значения $U_{\text{ном}}$, $M[k_3]$, $M[\cos\varphi]$ и $M[t_{\text{нб}}]$ выбираются из табл. 7.16 для заданного варианта. Среднеквадратические отклонения $\sigma[\dots]$ принимаются в пределах 5–10 % от $M[\dots]$.

Таблица 7.16

Варианты исходных данных к курсовому проекту

Номер варианта	$U_{\text{ном}}$, кВ	$M[k_3]$, о.е.	$M[\cos\varphi]$, о.е.	$M[t_{\text{нб}}]$, ч
1	10	0,05	0,80	100
2	10	0,08	0,70	200
3	10	0,10	0,75	120
4	10	0,12	0,90	180
5	10	0,15	0,85	140
6	10	0,18	0,92	160

7	10	0,20	0,80	250
8	10	0,22	0,75	260
9	10	0,25	0,70	300
10	10	0,30	0,85	310
11	10	0,24	0,82	280
12	10	0,22	0,86	320
13	10	0,20	0,84	240
14	10	0,16	0,78	200
15	10	0,14	0,76	222
16	10	0,12	0,75	250
17	6	0,05	0,80	250
18	10	0,10	0,85	260
19	6	0,12	0,75	270

Окончание табл. 7.16

Номер варианта	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$M \left[k_{3j} \right], \text{о.е.}$	$M \left[\cos \varphi_j \right], \text{о.е.}$	$M \left[T_{\text{нб}j} \right], \text{ч}$
20	6	0,30	0,90	310
21	6	0,25	0,84	300
22	6	0,16	0,88	290
23	10	0,28	0,90	140
24	6	0,35	0,76	150
25	6	0,14	0,82	180
26	10	0,30	0,88	190
27	10	0,40	0,90	160
28	10	0,20	0,75	240
29	10	0,15	0,90	220
30	10	0,10	0,84	210

Отношение наибольшей нагрузки к наименьшей равно m . Значение m выбирается из диапазона 5–16 и согласовывается с преподавателем. Напряжение источника питания принимается равным $(1,0 - 1,15) U_{\text{ном}}$.

Численные значения режимных характеристик по каждому j -му трансформатору k_{3j} , $\cos \varphi_j$ и $T_{\text{нб}j}$ моделируются с использованием программы EXP10 расчета распределительных электрических сетей 6–20 кВ, разработанной на кафедре «Электрические системы» БНТУ.

Все расчеты выполняются для двух режимов – режима наименьших и режима наибольших нагрузок.

Перечень вопросов, подлежащих разработке.

1. Расчет параметров трансформаторов и линейных участков распределительной сети (активного и реактивного сопротивлений). Численные значения нагрузок трансформаторов – токи, активные и реактивные мощности – берутся из результатов расчёта сети по программе.

2. Расчет режима разомкнутой электрической сети 6–10 кВ.

3. Расчет уровней фактических потерь электроэнергии в сети.

4. Построение и анализ зависимости стоимости передачи электрической энергии в сети в функции отпуска электроэнергии.

5. Расчет и анализ резервов по снижению потерь электроэнергии и экономии топлива.

6. Проектирование развития сети за счёт замены трансформаторов.

7. Расчет и оценка оптимальных уровней потерь электроэнергии в сети.

8. Выводы в обобщенном виде.

9. Графическая часть вставляется в текст расчетно-пояснительной записки. Она должна содержать исходную схему сети с заданными параметрами, таблицы с результатами расчета, распечатки на ЭВМ.

7.2.2. Расчет параметров трансформаторов и линейных участков распределительной сети

На заданной схеме электрической сети все узлы должны быть пронумерованы так, как это показано на рис. 7.2.

По заданным маркам проводов (кабелей) и длинам участков линий вручную определяются активные и реактивные сопротивления с использованием справочных данных по удельным сопротивлениям r_0 и x_0 , взятым из базы данных программы EXP10, файл SLEP. TXT. По заданным номинальным мощностям и их паспортным данным, взятым из файла STR. TXT программы EXP10, вручную определяются активные и реактивные сопротивления трансформаторов. Результаты расчетов заносятся в табл. 7.17.

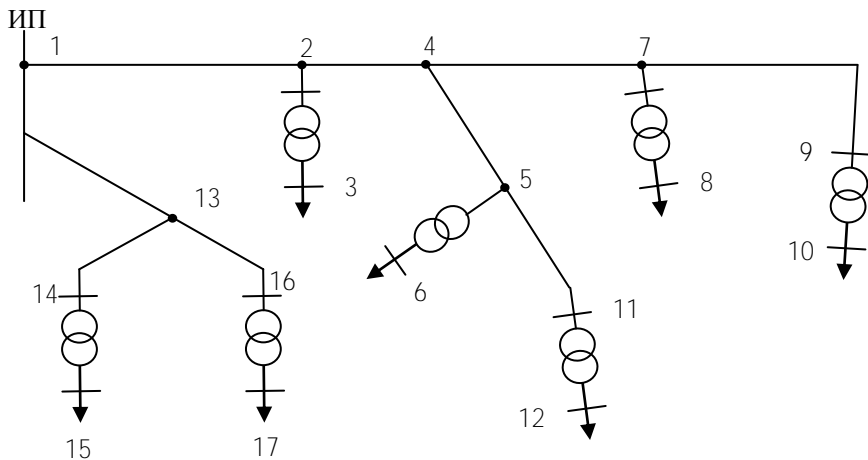


Рис. 7.2. Заданная схема сети

Таблица 7.17

Параметры участков сети

Участок сети	$R, \text{ Ом}$	$X, \text{ Ом}$
Линии		
1–2		
2–4		
4–5		
...		
...		
Трансформаторы		
2–3		
5–6		
...		

7.2.3. Расчет режима разомкнутой электрической сети 6 - 10 кВ

Расчет режима для одной распределительной линии или её части (10–15 участков) выполняется вручную и сравнивается с компьютерным.

При расчете режима распределительной сети 6–10 кВ принимаются следующие допущения:

а) потоки мощности и потоки электроэнергии на участках сети определяются с учетом потерь холостого хода в трансформаторах. В результате на каждом участке будет получена одна мощность;

б) поперечная составляющая падения напряжения) не учитывается.

Напоминаем, что значения нагрузок в виде полных мощностей S_j и токов I_j по трансформаторам берутся из программы EXP10. Значения $k_{зj}$, $\cos \varphi_j$, $T_{нбj}$ представляют собой исходные данные и приведены в табл. 7.16.

Необходимые расчетные соотношения приведены ниже.

Нагрузки на низшей стороне трансформаторов P_j , Q_j , W_{Pj} и W_{Qj} вычисляются по формулам

$$P_j = S_j \cdot \cos \varphi_j;$$

$$Q_j = S_j \cdot \sin \varphi_j;$$

$$W_{Pj} = P_j \cdot T_{нбj};$$

$$W_{Qj} = Q_j \cdot T_{нбj}.$$

Нагрузки на высшей стороне трансформаторов P_j' , Q_j' , W_{Pj}' и W_{Qj}' определяются с учетом потерь холостого хода:

$$P_j' = P_j + \Delta P_{xj};$$

$$Q_j' = Q_j + \Delta Q_{xj};$$

$$W_{Pj}' = W_{Pj} + \Delta P_{xj} \cdot T;$$

$$W_{Qj}' = W_{Qj} + \Delta Q_{xj} \cdot T,$$

где T – расчетный период времени (месяц, год).

Значения режимных характеристик по каждому i -му линейному участку сети $P_i, Q_i, W_{P_i}, W_{Q_i}$ определяются в процессе расчета потокораспределения в схеме по первому закону Кирхгофа по известным режимным характеристикам трансформаторов P_j', Q_j', W_{P_j}' и W_{Q_j}' . Дополнительно по известным формулам вычисляются S_i и I_i . Напряжение U_j в j -м узле сети определяется по формуле

$$U_j = U_{\text{нп}} - \Delta U_{\text{нп}j},$$

где $\Delta U_{\text{нп}j}$ – суммарные потери напряжения от источника питания до j -го узла сети.

Результаты ручного расчета сводят в таблицу и сравнивают их с результатами расчета РЛ на ПЭВМ.

7.2.4. Расчет уровней фактических потерь электроэнергии в сети

В схеме одной распределительной линии суммарные потери электроэнергии ΔW состоят из трех составляющих и вычисляются по формуле

$$\Delta W = \Delta W_{\text{нл}} + \Delta W_{\text{нт}} + \Delta W_{\text{хт}},$$

где $\Delta W_{\text{нл}}$ – суммарные нагрузочные потери электроэнергии на линейных участках схемы, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{нт}}$ – суммарные нагрузочные потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{хт}}$ – потери электроэнергии в стали трансформаторов, кВт·ч.

Потери электроэнергии в линиях

$$\Delta W_{\text{нл}} = \sum_1^n \Delta W_i = \sum_1^n \frac{W_{P_i}^2 + W_{Q_i}^2}{U_{\text{ном}}^2 \cdot T} \cdot k_{\Phi}^2 \cdot r_i,$$

$$k_{\Phi j}^2 = \left(\frac{0,16}{k_{3i}} + 0,82 \right)^2,$$

где $k_{\Phi j}$ – коэффициент формы графика нагрузки;

k_{3i} – коэффициент заполнения графика:

$$k_{3i} = T_{\text{нб}i} / T;$$

$$T_{\text{нб}i} = \frac{\sum_1^l P_R \cdot T_{\text{нб}R}}{P_i},$$

где l – число участков сети, питающихся от данного i -го;

P_R – активная мощность участка, подключенного к i -му.

Аналогичным образом вычисляются потери электроэнергии в трансформаторах сети:

$$\Delta W_{\text{HT}} = \sum_1^m \Delta W = \sum \frac{W_{Pj}^2 + W_{Oj}^2}{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot T} \cdot k_{\Phi j}^2 \cdot r_j;$$

$$\Delta W_{\text{XT}} = \Delta P_{\text{XT}} \cdot T,$$

где

$$\Delta P_{\text{XT}} = \sum_1^m \Delta P_{Xj} \cdot T.$$

Все искомые величины ΔW , $\Delta W_{\text{НЛ}}$, ΔW_{HT} , ΔW_{XT} и сумма $\Delta W_{\text{НЛ}} + \Delta W_{\text{HT}}$ определяются в именованных единицах и в процентах по отношению к потоку электроэнергии на головном участке линии $W_{\text{ргу}}$:

$$\Delta W\% = \frac{\Delta W}{W_{\text{ргу}}} \cdot 100,$$

где
$$W_{\text{ргу}} = W_{\text{гу}} + \Delta W_{\text{нл}} + \Delta W_{\text{нт}}.$$

Значение $W_{\text{гу}}$ представляет собой поток электроэнергии на головном участке РЛ, вычисленный в процедуре расчета потокораспределения. Результаты расчетов по РЛ сводятся в таблицу и сравниваются с компьютерными.

7.2.5. Построение и анализ зависимости стоимости передачи электрической энергии в сети в функции отпуска электроэнергии

Основные теоретические сведения по построению зависимости стоимости передачи электрической энергии в сети в функции отпуска электроэнергии $C_{\text{п}} = f(W)$ приведены в параграфе 6.3. Пример построения искомого графика дан в задаче 6.1. На построенном графике требуется найти минимальное значение $C_{\text{пмин}}$ и соответствующее ей значение $W_{\text{мин}}$. Загрузку сети (фактическую $k_{\text{ф}}$ и оптимальную $k_{\text{о}}$) вычислить в виде отношения полной мощности на шинах источника питания $S_{\text{гу}}$ к суммарной установленной мощности трансформаторов сети $S_{\text{ном}}$: $k_{\text{ф}} = S_{\text{гу}}/S_{\text{ном}}$, $k_{\text{о}} = S_{\text{мин}}/S_{\text{ном}}$. Значение $S_{\text{мин}}$ определяется через $W_{\text{мин}}$.

7.2.6. Расчет и анализ резервов по снижению потерь электроэнергии и экономии топлива

В данном пункте требуется определить резервы по снижению потерь электроэнергии и экономии топлива по критерию минимума стоимости передачи электроэнергии в сети. Необходимые для расчетов теоретические сведения и численный пример приведены в параграфе 2.18 главы 2, задача 2.4.

7.2.7. Проектирование развития сети

за счет замены трансформаторов

В данном курсовом проекте предлагается осуществить проектирование развития электрической сети за счет замены трансформаторов: в режиме наименьших нагрузок трансформаторы большей номинальной мощности меняются на меньшие; в режиме наибольших нагрузок возможна замена трансформаторов меньшей номинальной мощности на большие.

Искомые экономически обоснованные значения номинальных мощностей трансформаторов находятся в соответствии со структурным алгоритмом отыскания оптимальных значений дискретных параметров электрических сетей, разработанным в параграфе 6.5. Здесь вначале необходимо рассчитать оптимальную загрузку каждого трансформатора сети $k_{C_{Tj}}$ с учетом изменения потерь электроэнергии на линейных участках схемы, как это показано в примере параграфа 6.5 в разделе «Расчет оптимального режима сети схемы на рис. 6.8 при оптимальной загрузке трансформаторов». По полученным значениям $k_{C_{Tj}}$ подбираются номинальные мощности трансформатора $S_{номC_{Tj}}$, загрузка которых $k_{C_{Tфакт}}$ равна или близка к $k_{C_{Tj}}$ (параграф 6.5, раздел «Расчет оптимального режима сети схемы на рис. 6.8 после замены трансформаторов на основе анализа матрицы чувствительностей»).

Результаты расчетов сводятся в таблицу вида табл. 7.18.

Таблица 7.18

Экономически обоснованные значения номинальных мощностей трансформатора

Участок сети	$S_{ном}$ (установленная), кВ·А	k_z , о.е.	k_{C_T} , о.е.	$S_{номC_T}$ (рекомендуемая к установке), кВ·А	$k_{C_{Tфакт}}$, о.е.
2–3					
5–6					

...					
-----	--	--	--	--	--

В исходной схеме сети мощности трансформаторов меняются на экономически обоснованные $S_{\text{ном}C_T}$, после чего переходим к выполнению пункта 7 задания.

7.2.8. Расчет и оценка оптимальных уровней потерь электроэнергии в сети

В данном пункте рассчитываются оптимальный режим сети и уровни потерь электроэнергии в ней после замены трансформаторов $S_{\text{ном}}$ на $S_{\text{ном}C_T}$. В результате сравнивается изменение всех составляющих потерь электроэнергии в исходной сети (результаты расчета по пункту 7.2.4) и в оптимальный (результаты расчета потерь по пункту 7.2.8) в именованных (кВт·ч) и в относительных (%) единицах, анализируется изменение (увеличение или уменьшение) фактической загрузки сети по отношению к оптимальной.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мелентьев, Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / Л.А. Мелентьев. – М.: Высшая школа, 1982.
2. Волькенау, И.М. Экономика формирования электроэнергетических систем / И.М. Волькенау, А.Н. Зейлигер, Л.Д. Хабачев. – М.: Энергия, 1981.
3. Арзамасцев, Д.А. Модели оптимизации развития энергосистем / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес, А.Л. Мызин. – М.: Высшая школа, 1987.
4. Вопросы теории и методы проектирования энергетических систем / В.В. Болотов [и др.]. – Л.: Наука, 1970.
5. Падалко, Л.П. Математические методы оптимального планирования развития и эксплуатации энергосистем / Л.П. Падалко. – Минск: Вышэйшая школа, 1973.
6. Федин, В.Т. Принятие решений при проектировании развития электроэнергетических систем / В.Т. Федин. – Минск: УП «Технопринт», 2000.

7. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
8. Дале, В.А. Динамическая оптимизация развития электрических сетей / В.А. Дале, З.П. Кришан, О.Г. Паэгле. – Рига: Зинатне, 1990.
9. Арион, В.Д. Применение динамического программирования к задачам энергетики / В.Д. Арион, В.Г. Журавлев. – Кишинев: Щтиинца, 1981.
10. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – Минск: Вышэйшая школа, 1988.
11. Поспелов, Г.Е. Энергетические системы / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – Минск: Вышэйшая школа, 1974.
12. Фурсанов, М.И. Методология и практика расчетов потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М.И. Фурсанов. – Минск: Тэхналогія.
13. Теория прогнозирования и принятия решений / под ред. С.А. Саркисяна. – М.: Высшая школа, 1977.
14. Вентцель, Е.С. Исследование операций / Е.С. Вентцель. – М.: Советское радио, 1972.
15. Вентцель, Е.С. Исследование операций. Задачи, принципы, методология / Е.С. Вентцель. – М.: Наука, 1980.
16. Федин, В.Т. Многокритериальная оценка экологических характеристик воздушных линий электропередачи / В.Т. Федин, А.В. Ко-рольков. – Минск: УП «Технопринт», 2002.
17. Зуев, Э.М. Основы техники подземной передачи электроэнергии / Э.М. Зуев. – М.: Энергоатомиздат, 1999.
18. Веников, В.А. Автоматизация проектирования в электроэнергетике / В.А. Веников, Р.В. Шнелль, Ф.Д. Оруджев. – М.: МЭИ, 1985.
19. Электропередачи переменного тока повышенной мощности / В.Т. Федин [и др.]. – Минск: Навука і тэхніка, 1993.
20. Керного, В.В. Местные электрические сети / В.В. Керного, Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – Минск: Вышэйшая школа, 1972.
21. Поспелов, Г.Е. Передача энергии и электропередачи / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2003.

22. Бургсдорф, В.В. Определение допустимых токов нагрузки воздушных линий электропередачи по нагреву их проводов / В.В. Бургсдорф, Л.Г. Никитина // *Электричество*. – 1989. – № 11.

23. Прогнозирование развития сложных систем / Ю.Н. Астахов [и др.]. – М.: МЭИ, 1985.

24. Воропай, Н.И. Управление развитием и функционированием электроэнергетических систем в современных условиях: Новые подходы и результаты / Н.И. Воропай, А.З. Гамм // *Известия РАН. Энергетика*. – 1996. – № 3.

25. Сыч, Н.М. САПР и оптимизация развития электроэнергетических систем. Детерминированные и статистические модели и методы / Н.М. Сыч; под ред. В.Т. Федина. – Минск: БГПА, 1996.

26. Даффин, Р. Геометрическое программирование / Р. Даффин, Э. Питерсон, К. Зенер. – М.: Мир, 1972.

27. Шнелль, Р.В. Применение теории игр для формализации принятия решений некоторых электроэнергетических задач в условиях неопределенности / Р.В. Шнелль // *Известия АН СССР. Энергетика и транспорт*. – 1972. – № 6.

28. Левин, М.С. Применение методов теории игр для технико-экономической оценки нормируемых пределов отклонения напряжения у сельских потребителей / М.С. Левин, Ю.А. Козлов // *Электрификация технологических процессов сельскохозяйственного производства и электроснабжения сельского хозяйства*. – М.: ВИЭСК, 1980. – Том XVII; Вып. 5.

29. Мелентьев, Л.А. Проблема неопределенности оптимальных решений в больших системах энергетики / Л.А. Мелентьев // *Известия АН СССР. Энергетика и транспорт*. – 1975. – № 4.

30. Лисочкина, Т.В. Многокритериальная оптимизация в вариантах транспорта энергии / Т.В. Лисочкина, Н.Б. Михеева, В.Р. Окорочков // *Известия АН СССР. Энергетика и транспорт*. – 1980. – № 3.

31. Короткевич, М.А. Оценка целесообразности модернизации электросетевого оборудования / М.А. Короткевич // *Электрические станции*. – 1989. – № 10.

32. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (2-я ред.). – М.: Экономика, 2000.

33. Падалко, Л.П. Экономические критерии в задачах технического совершенствования и развития энергетики / Л.П. Падалко // Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 1997. – № 9 – 10.

34. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. – М., 1969.

35. Национальная безопасность Республики Беларусь. Современное состояние и перспективы / М.В. Мясникович [и др.]. – Минск: Право и экономика, 2003.

36. Поспелов, Г.Е. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах / Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч, В.Т. Федин. – Л.: Энергоатомиздат, 1983.

37. Энергетическая программа Республики Беларусь на период до 2010 года: утв. пост. Совета Министров Республики Беларусь от 29.10.1992, № 654. – Минск, 1992.

38. Правила устройства электроустановок. – Изд. 6-е. – М.-Л.: Энергия, 2000.

39. Калентионюк, Е.В. Оперативное управление в энергосистемах: учебное пособие / Е.В. Калентионюк, В.Г. Прокопенко, В.Т. Федин; под ред. В.Т. Федина. – Минск: Вышэйшая школа, 2007.

40. К анализу эффективности Единой электроэнергетической системы России / Н.И. Воропай [и др.]. – Электричество. – 2000. – № 5.

41. Джангиров, В.А. Принципы совместной работы энергокомпаний в условиях электроэнергетического рынка / В.А. Джангиров, В.А. Баринюв // Электричество. – 1995. – № 3.

42. Мардер, Л.И. Методический подход к оценке и распределению интеграционных эффектов в электроэнергетических системах / Л.И. Мардер, А.Л. Мызин, К.Б. Котов // Электрические станции. – 1998. – № 4.

43. Яковлев, Б.В. Повышение эффективности систем теплофикации и теплоснабжения / Б.В. Яковлев. – Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002.

44. Электрические системы. Кибернетика электрических систем / под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1974.

45. Федин, В.Т. Критериальный анализ технико-экономических характеристик электропередач переменного тока с криогенными

элементами / В.Т. Федин, В.М. Гончаров // Известия вузов. Энергетика. – 1987. – № 4.

46. Стоимостный анализ криогенных систем электропередач / Г.Е. Поспелов [и др.]. // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1983. – № 1.

47. Федин, В.Т. Экономическая оценка эффективности сверхпроводящих накопителей в электроэнергетических системах / В.Т. Федин // Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1982. – № 3.

48. Состав, порядок разработки и согласования проектной документации в строительстве: СНБ 1.03.02–96.

49. Сыч, Н.М. Проектирование электрических сетей энергетических систем / Н.М. Сыч, В.Т. Федин. – Минск: БГПА, 1994.

50. Шнелль, Р.В. Выбор основных параметров высоковольтных электропередач / Р.В. Шнелль, П.В. Воропаев, В.В. Картавец. – Воронеж: Изд-во Воронежского университета, 1984.

51. Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,4–500 кВ: СН 465–74.

52. Перенапряжения и надежность эксплуатации электрооборудования: матер. Международной научно-технической конференции – Минск: Изд-во ПЭИПК, 2004. – Вып. 3.

53. Батюк, И.И. Новая унификация воздушных линий электропередачи 110 кВ со стальными опорами / И.И. Батюк // Энергетик. – 1996. – № 3.

54. Балаков, Ю.Н. О достигнутых параметрах выключателей / Ю.Н. Балаков, Б.Н. Неклепаев, А.В. Шунтов // Электрические станции. – 1996. – № 10.

55. Ивакин, В.Н. Электропередачи и вставки постоянного тока и статические тиристорные компенсаторы / В.Н. Ивакин, Н.Г. Сысова, В.В. Худяков. – М.: Энергоатомиздат, 1993.

56. Бэнн, Д.В. Сравнительные модели прогнозирования электрической нагрузки / Д.В. Бэнн, Е.Д. Фармер; пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

57. Железко, Ю.С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: Изд-во НЦЭНАС, 2002.

58. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э. Воротницкий [и др.]; под ред. В.Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

59. Пиковский, А.А. Техничко-экономические расчеты в энергетике в условиях определенности / А.А. Пиковский, В.А. Таратин. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1981.

60. Поспелов, Г.Е. Влияние температуры проводов на потери электроэнергии в активных сопротивлениях проводов воздушных линий электропередачи / Г.Е. Поспелов, В.В. Ершевич // Электричество. – 1973. – № 10.

61. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений: утв. Гл. научн. техн. упр. энергетики и электрификации 31.03.1986 г.: И 34-70-030-87; срок действия установлен с 01.01.1988 г. до 01.01.1998 г. – М.: Союзтехэнерго, 1987.

62. Фурсанов, М.И. Об оптимальной нагрузке дискретных параметров электрических сетей / М.И. Фурсанов // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2002. – № 1.

63. Фурсанов, М.И. Теоретические и алгоритмические основы определения и анализа оптимальных уровней потерь электроэнергии в электрических сетях 6–20 кВ / М.И. Фурсанов, В.В. Макаревич // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2003. – № 2.

64. Фурсанов, М.И. Алгоритм и программа расчета установившихся режимов основных электрических сетей энергосистем / М.И. Фурсанов, А.А. Золотой // Вестник БГПА. – 2002. – № 1.

65. Фурсанов, М.И. Современные проблемы определения и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем и пути их решения / М.И. Фурсанов // Вестник БНТУ. – 2003. – № 1.

66. Фурсанов, М.И. Экономически обоснованные уровни потерь электрической энергии в сетях энергосистем / М.И. Фурсанов // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2001. – № 6.

67. Фурсанов, М.И. Планирование замены трансформаторов в распределительных сетях / М.И. Фурсанов // Изв. вузов СССР. Энергетика. – 1983. – № 7.

68. Фурсанов, М.И. Методика планирования замены проводов воздушных линий в распределительных сетях / М.И. Фурсанов // Изв. вузов СССР. Энергетика. – 1985. – № 1.

69. Фурсанов, М.И. Алгоритмы и программы для оценки режимов, нормирования и снижения технологического расхода электроэнергии в радиальных электрических сетях: учебно-методическое пособие / М.И. Фурсанов. – Минск: БГПА, 1995.

70. Фурсанов, М.И. Программно-вычислительный комплекс «GORSR» для расчета и оптимизации распределительных (городских) электрических сетей 10(6) кВ / М.И. Фурсанов, А.Н. Муха // Энергетика... (Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ). – 2000. – № 3.

71. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: учебное пособие для студентов электроэнергетических специальностей вузов / под ред. В.М. Блок. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1990.

72. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2005.

73. Поспелов, Г.Е. Электрические системы и сети / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. – Минск: Технопринт, 2004.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Основные условные обозначения.	3
Предисловие.	4
Глава 5. Модели оптимизации развития электрических сетей.	6
5.1. Системы номинальных напряжений.	6
5.2. Принципы построения схем системообразующих и распределительных электрических сетей.	8
5.3. Оптимизация развития электрических сетей методом динамического программирования.	14
5.4. Поиск оптимальной трассы воздушной линии электропередачи методом динамического программирования.	17
5.5. Основные пути увеличения пропускной способности линий электропередачи и электрических сетей.	20
5.6. Подход к выбору устройств для управления потоками мощности в неоднородных электрических сетях.	34
5.7. Принципы размещения секционирующих устройств в распределительных электрических сетях.	37
5.8. Многокритериальная оценка экологических характеристик воздушных линий электропередачи.	43
5.9. Многокритериальный подход к выбору конструктивного исполнения воздушных линий электропередачи.	51
5.10. Понятие о технико-экономическом анализе электрических сетей на основе теории подобия.	54
5.11. Задачи.	62
Вопросы для самопроверки.	78
Глава 6. Принятие решений по модернизации и реконструкции электрических сетей.	80
6.1. Общие положения.	80
6.2. Основные направления по модернизации	81

электротехнического оборудования.	
6.3. Определение оптимального состояния электрических сетей с использованием локальных критериев оптимизации.	88
6.4. Определение приоритетных мероприятий по оптимизации электрических сетей на основе теории чувствительности.	94
6.5. Методика отыскания оптимального состояния электрических сетей в статической постановке.	103
6.6. Методика оптимизации замены трансформаторов на однострансформаторных подстанциях 6–20/0,38 кВ.	122
6.7. Замена проводов воздушных линий в распределительных электрических сетях 6–20 кВ.	130
6.8. Радиусы действия электрических сетей 6–20 кВ.	134
6.9. Экономическая эффективность мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях.	139
6.10. Задачи.	152
Вопросы для самопроверки.	168
Глава 7. Курсовое проектирование.	170
7.1. Развитие электроэнергетической системы.	170
7.2. Развитие электрической сети энергосистемы.	185
Литература.	195

Учебное издание

ФЕДИН Виктор Тимофеевич
ФУРСАНОВ Михаил Иванович

ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Учебное пособие
для студентов энергетических специальностей

В 2 частях

Часть 2

Редактор Т.Н. Микулик
Компьютерная верстка Н.А. Школьниковой

Подписано в печать 18.05.2009.

Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная.

Отпечатано на ризографе. Гарнитура Таймс.

Усл. печ. л. 11,8. Уч.-изд. л. 9,23. Тираж 300. Заказ 285.

Издатель и полиграфическое исполнение:

Белорусский национальный технический университет.

ЛИ № 02330/0434943 от 16.03.2009.

Проспект Независимости, 65. 220013, Минск.