

ДОНСКОЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ

В.К. ХЛЕБНИКОВ

# **ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

Учебное пособие для бакалавров, обучающихся по  
направлению “Электроэнергетика и электротехника”

Ростов-на-Дону 2022

УДК 620.9(075.8)

ББК

Х

Рецензент:

**Хлебников В.К.**

Проектирование электрических сетей: Учеб. пособие. / -Ростов-на-Дону: ДГТУ, 2022. – 137 с.

Изложены основные теоретические положения проектирования современных электрических сетей, рассмотрены методы и алгоритмы синтеза, анализа и оптимизации развития электрических сетей электроэнергетических систем. Приведены математические модели установившихся режимов электрических сетей, оценки надёжности электроснабжения потребителей, оптимизации развития сетей с учётом динамики роста потребности в электроэнергии. Приведено решение задачи оптимизации развития электрических сетей электроэнергетических систем.

Для бакалавров всех форм обучения направления «Электроэнергетика и электротехника».

Печатается по решению редакционно-издательского совета

Донского государственного технического университета

2202020000

Х  $\frac{220020000}{98П(03)98}$

Без объявл.

УДК 620.9(075.8)

ISBN 5-7046-0546-X

© Издательский центр ДГТУ, 2022

© Хлебников В.К., 2022

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЭЭС	6
1.1. Общие положения	6
1.2. Системообразующие и распределительные электрические сети ЭЭС	11
1.3. Балансы мощности. Расчётные перетоки мощности	14
1.4. Задачи проектирования электрических сетей	19
1.5. Оценка экономической эффективности инвестиций в развитие электрических сетей	24
2. ПОСТРОЕНИЕ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	35
2.1. Рекомендации по выбору схем электрических сетей	35
2.2. Выбор конфигурации и номинального напряжения электрической сети	39
2.3. Схемы присоединения подстанций к сети	50
2.4. Выбор сечений проводников ВЛ и КЛ	55
2.5. Выбор трансформаторов на подстанциях	62
3. РАСЧЁТЫ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ	67
3.1. Задачи расчёта и расчётные режимы	67
3.2. Схемы замещения для расчётов установившихся режимов	70
3.3. Потокораспределение и напряжения в установившихся режимах	76
3.4. Потери мощности и электроэнергии	79
3.5. Анализ результатов расчёта	83
4. УЧЁТ НАДЁЖНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	89
4.1. Показатели надёжности элементов электрической сети	89
4.2. Расчёт показателей надёжности электрической сети	93
4.3. Надёжность схем распределительных устройств	96

5. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	101
5.1. Элементы автоматизированной системы проектирования	101
5.2. Моделирование электрической сети	106
5.3. Применение динамического программирования для оптимизации развития электрических сетей	110
5.4. Пример оптимизации развития электрической сети	116
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	136

## ВВЕДЕНИЕ

Электрические сети являются основой формирования объединённых и единой электроэнергетических систем, систем энергоснабжения городов, сельской местности, предприятий. Существенной особенностью электроэнергетических систем (ЭЭС) и электрических сетей является неразрывность процесса производства электроэнергии на электростанциях, её передачи и распределения по электрическим сетям. Этот процесс, ограниченный техническими характеристиками оборудования, должен обеспечивать надёжное электроснабжение потребителей и экономически приемлемые показатели электрических сетей.

Такие особенности электроэнергетики требуют учёта развития электрических сетей как единой технической системы, обеспечивая оптимальность электрических сетей и систем в целом. Эти обстоятельства привели к выделению в структуре управления развития ЭЭС самостоятельного раздела, получившего название проектирование развития ЭЭС.

Методы проектирования ЭЭС и сетей развивались вместе с развитием и усложнением энергосистем. Начало проектированию развития ЭЭС в нашей стране было положено в 30 – 40-х годах XX века. В этот период был разработан комплексно-энергетический подход к обоснованию проектных решений по ЭЭС и электрическим сетям. В 60 – 80-е годы XX века началось широкое внедрение в практику проектирования математических моделей и алгоритмов их решения на ЭВМ. В настоящее время методологическую основу проектирования, разработки математических моделей развития ЭЭС и сетей составляет теория больших кибернетических систем энергетики [1,2]. Это позволило построить достаточно стройную иерархию задач проектирования, методов взаимной увязки параметров отдельных линий электропередачи и подстанций с общесистемными показателями развития ЭЭС [3].

В этом учебном пособии изложены основные положения и приёмы синтеза, анализа и оптимизации развития электрических сетей ЭЭС.

# 1. ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ЭЭС

## 1.1. Общие положения

Электроэнергетика - базовая отрасль экономики России, обеспечивающая потребности экономики и населения страны в электрической и тепловой энергии, во многом определяющая устойчивое развитие всех отраслей экономики страны. Эффективное использование потенциала электроэнергетической отрасли, установление приоритетов и параметров её развития создают необходимые предпосылки для роста экономики и повышения качества жизни населения страны. Процесс опережающего развития электроэнергетической отрасли является необходимым фактором успешного экономического развития России.

Основными направлениями долгосрочной политики государства в электроэнергетике являются [4,5]:

- а) надёжное снабжение экономики и населения страны электрической и тепловой энергией;
- б) сохранение целостности и развитие Единой энергетической системы (ЕЭС) России, её интеграция с другими энергообъединениями на Евразийском континенте;
- в) повышение эффективности функционирования и обеспечение устойчивого развития электроэнергетики на базе современных технологий;
- г) снижение вредного воздействия на окружающую среду.

Для реализации этих направлений разработана «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 г.» [5]. Приоритетами Генеральной схемы в рамках установленных ориентиров долгосрочной государственной политики в сфере электроэнергетики в частности являются:

- а) Опережающее развитие электроэнергетической отрасли, создание в ней экономически обоснованной структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов для надёжного обеспечения потребителей страны электрической и тепловой энергией (табл. 1.1).

Таблица 1.1. – Рациональная структура генерирующих мощностей

Показатель	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Установленная мощность, млн. кВт, всего	243,8	297,5/326,2	347,4/397,7
В том числе:			
гидроэлектростанции	49,2	57,1/57,9	71,7/76,5
атомные электростанции	26,9	38,1/38,1	53,2/59
тепловые электростанции, всего	167,7	202,3/230,2	222,5/262,2
Из них:			
теплоэлектроцентрали, всего:	93,2	107,8/107,8	113,7/113,7
паротурбинные на газомазутном топливе	43	40,9/40,9	36,5/36,5
парогазовые и газотурбинные	15,3	27,9/27,9	36/36
паротурбинные на твёрдом топливе	34,9	39/39	41,2/41,2
конденсационные электростанции, всего:	74,5	94,5/122,4	108,8/148,5
паротурбинные на газомазутном топливе	37,3	14,3/14,3	6,8/6,8
парогазовые и газотурбинные	9,9	30,2/32,5	38,5/40,1
паротурбинные на твёрдом топливе	27,3	50/75,6	63,5/101,6

Примечание: числитель - базовый вариант, знаменатель - максимальный.

б) Создание сетевой инфраструктуры, развивающейся опережающими темпами по сравнению с развитием электростанций и обеспечивающей полноценное участие энергокомпаний и потребителей в функционировании рынка электрической энергии и мощности, усиление межсистемных связей, гарантирующих надёжность взаимных поставок электрической энергии и мощности между регионами России, а также возможность экспорта электрической энергии.

Структура генерирующих мощностей определяется исходя из балансов мощности и электроэнергии на перспективу. Расходная часть балансов в основном представлена суммарной нагрузкой и электропотреблением (рис. 1.1). Развитие генерирующих мощностей (состав электростанций, их размещение по территории страны, темпы строительства) в значительной степени определяют конфигурацию и параметры системообразующей сети.

Высоковольтная сеть в европейской части ЕЭС России в основном сформирована на основе линий электропередачи напряжением 330...750 кВ, в остальной части ЕЭС России одновременно с развитием сетей напряжением 500 кВ промышленно осваивались сети 1150 кВ. Протяжённость электрических сетей 110...1150 кВ всех объединённых энергетических систем по состоянию на 2007

г. составила (в одноцепном исчислении) более 442,2 тыс. км. Суммарная установленная мощность трансформаторов разных классов напряжения на понижающих подстанциях составила около 696,9 млн. кВ А. Износ основных фондов электросетевого хозяйства в настоящее время составляет в среднем 40,5%, в том числе оборудования подстанций 63,4%.

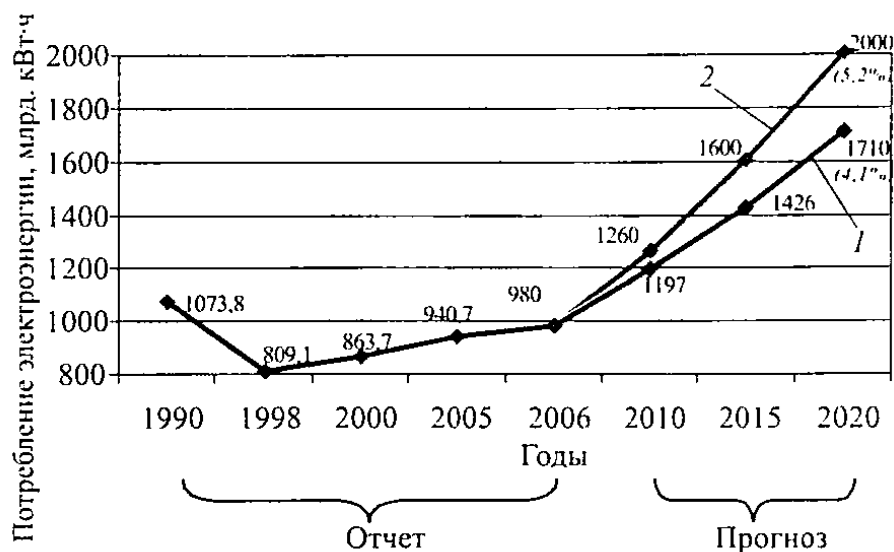


Рис.1.1. Прогноз электропотребления по России:  
1 – базовый вариант; 2 – максимальный вариант

Развитие электрических сетей в период до 2020 г. (рис. 1.2) будет направлено на обеспечение надёжного и устойчивого функционирования ЕЭС России, конкурентного оптового рынка электроэнергии и мощности, а также на обеспечение надёжного электроснабжения потребителей и выдачи мощности электростанций.

В основу перспективного развития электрической сети ЕЭС России закладываются следующие основные принципы:

- а) схема системообразующей электрической сети ЕЭС России должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять её поэтапное развитие и обеспечивать возможность приспосабливаться к изменению условий роста нагрузки и развитию электростанций;



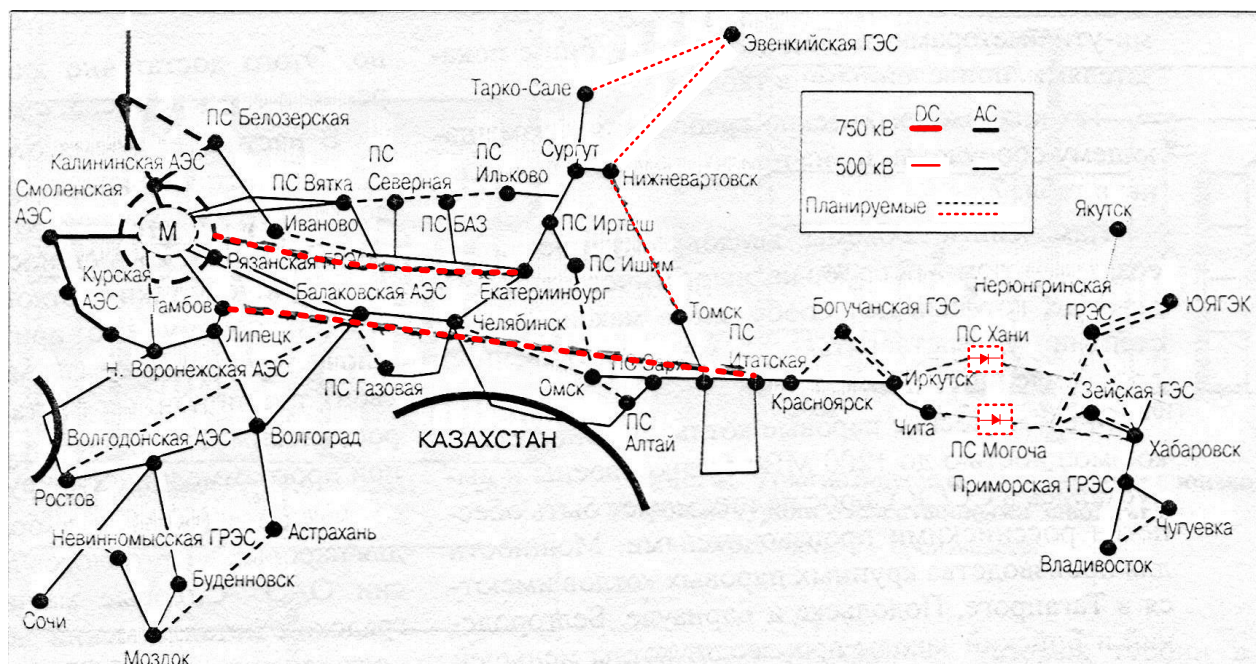


Рис. 1.2. Перспективная схема развития системообразующей сети:  
ДС – ЛЭП постоянного тока; АС – ЛЭП переменного тока

б) схемы выдачи мощности крупных электростанций в нормальных режимах работы энергосистемы должны обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности электростанции без применения устройств противоаварийной автоматики как в полной схеме сети, так и при отключении любой из отходящих линий на всех этапах сооружения электростанции (принцип  $N-1$ ). Для атомных электростанций указанное условие должно выполняться как в нормальных режимах, так и в ремонтных режимах работы энергосистемы (принцип  $N-2$ );

в) схема системообразующей электрической сети должна соответствовать требованиям охраны окружающей среды;

г) управляемость системообразующей электрической сети должна обеспечиваться за счёт использования средств принудительного потокораспределения, статических компенсаторов, устройств продольной компенсации, управляемых шунтирующих реакторов, вставок постоянного тока, электромеханических преобразователей, фазоповоротных устройств и других средств;

д) схема и параметры распределительных сетей должны обеспечивать надёжность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электрической энергии при полной схеме сети и при отключении одной линии электропередачи или трансформатора (принцип *N-1* для потребителей).

Для использования в европейской части страны электрической энергии и мощности тепловых и гидравлических электростанций Сибири планируется сооружение ЛЭП постоянного тока напряжением  $\pm 500$  кВ и  $\pm 750$  кВ пропускной способностью 2000 – 3000 МВт протяжённостью от 600 до 3700 км.

Для совместной работы ОЭС Сибири и Дальнего Востока планируется ввод на подстанциях напряжением 220 кВ вставок постоянного тока мощностью по 500 МВ·А каждая.

В европейской части ЕЭС России продолжится развитие сетей напряжением 750 кВ. в ОЭС Северо-Запада и Центра. ЛЭП напряжением 500 кВ будут использованы в ОЭС Центра, Юга, Средней Волги, Урала, Сибири и Дальнего Востока, а также для развития межсистемных связей.

Сеть напряжением 330 кВ будет продолжать выполнять системообразующие функции и обеспечивать выдачу мощности крупных электростанций в западной части ОЭС Центра, Северо-Запада и Юга.

Основные тенденции в развитии сетей напряжением 220 кВ будут состоять в усилении распределительных функций и обеспечении выдачи мощности электростанций. В изолированных энергосистемах Дальнего Востока, а также в Архангельской энергосистеме и энергосистеме Республики Коми сети напряжением 220 кВ будут являться системообразующими.

Основным направлением развития сети напряжением 110кВ будет дальнейшее её расширение по территории России с целью повышения надёжности электроснабжения потребителей.

Прогноз потребности в капиталовложениях на сооружение электросетевых объектов представлен в табл. 1.2.

Таблица 1.2. – Потребность в капиталовложениях на сооружение электросетевых объектов (в миллиардах рублей )

Показатель	2011...2015 гг.	2016...2020 гг.
Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть, всего	1630,3	2524,7
в том числе:		
новое строительство сетей	1162	1888,6
реновации сетей	365,7	466,4
прочие затраты	102,5	169,8
Распределительные электрические сети, всего	1489,7	2011,9
в том числе:		
новое строительство сетей	789,4	1055,5
реновации сетей	608,1	830,1
прочие затраты	92,2	126,4
Итого	3120	4536,6

Всего за 2006...2020 гг. общая потребность в капиталовложениях на развитие электростанций при базовом варианте составит 11616,3 млрд. руб. (в ценах соответствующих лет). Потребность в капиталовложениях на сооружение электросетевых объектов с 2006 по 2020 г. при базовом варианте оценивается в 9078,8 млрд. руб. (в ценах соответствующих лет).

## 1.2. Системообразующие и распределительные электрические сети ЭЭС

Электрическая сеть ЕЭС и ОЭС России в соответствии с выполняемыми функциями подразделяется на системообразующую (основную) и распределительную (рис.1.3).

К основной электрической сети относится единая национальная электрическая сеть (ЕНЭС), которая формирует Единую энергосистему страны, объединяя на параллельную работу основные электростанции и узлы нагрузки и обеспечивая параллельную работу ЕЭС России с энергосистемами других стран, включая экспорт и импорт электрической энергии.

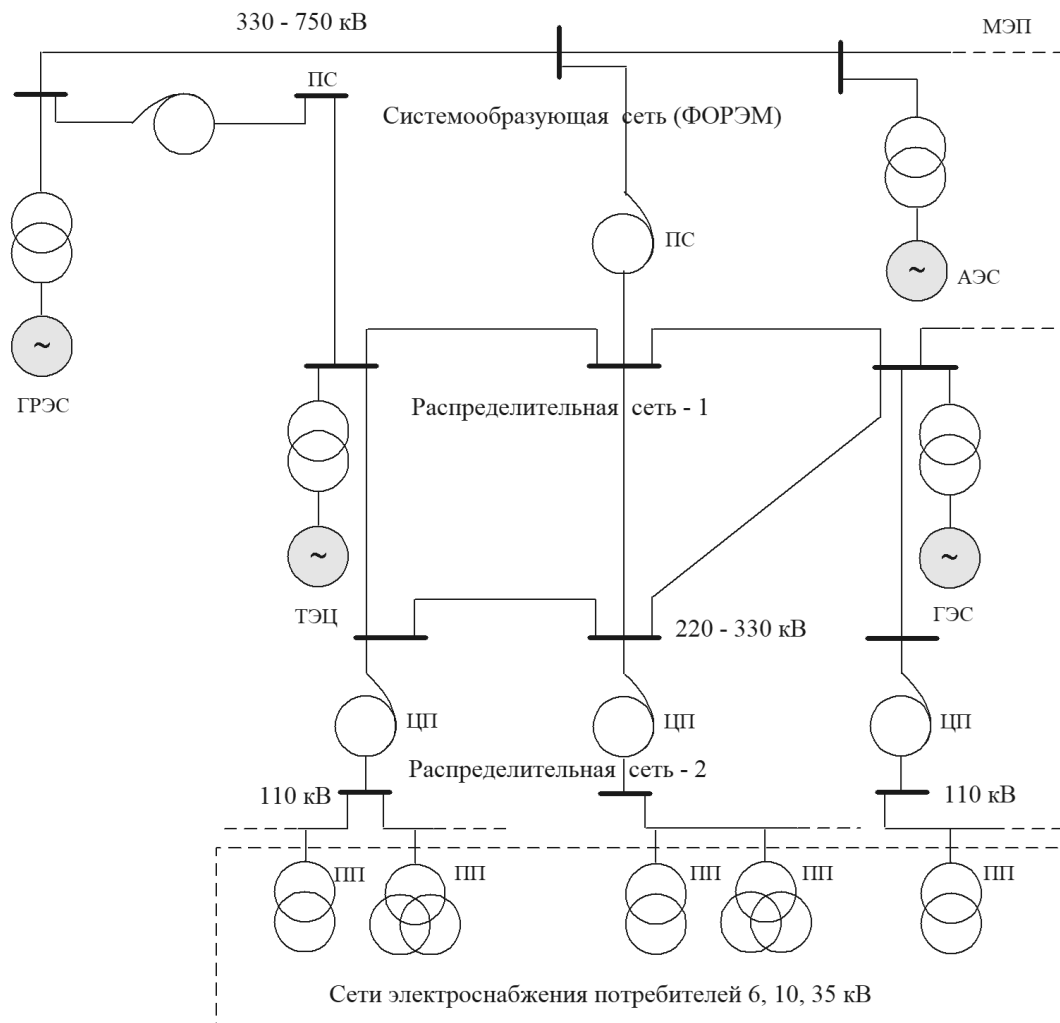


Рис.1.3. Структурная схема электрических сетей энергосистемы:

ПС – подстанция связи;  
 ЦП – центр питания;  
 МЭП – межсистемная электропередача;  
 ПП – понижающая подстанция.

В состав ЕНЭС входят [6]:

- 1) линии электропередачи (воздушные и кабельные), проектный номинальный класс напряжения которых составляет 330 кВ и выше;
- 2) линии электропередачи, проектный номинальный класс напряжения которых составляет 220 кВ:
  - а) обеспечивающие выдачу в сеть энергетической мощности электрических станций субъектов федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности) -поставщиков электрической энергии (мощности) на указанный рынок;

- б) обеспечивающие соединение и параллельную работу энергетических систем различных субъектов Российской Федерации;
- в) обеспечивающие выдачу энергетической мощности в узлы электрической нагрузки с присоединенной трансформаторной мощностью не менее 125 МВ·А;
- г) непосредственно обеспечивающие соединение перечисленных линий электропередачи;
- 3) линий электропередачи, пересекающие государственную границу Российской Федерации;
- 4) трансформаторные и иные подстанции, соединённые с линиями электропередачи, перечисленными в подп. 1-3, а также технологическое оборудование, расположенное на них, за исключением распределительных устройств электрических станций - субъектов федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности), входящих в имущественный комплекс указанных станций;
- 5) комплекс оборудования и производственно-технологических объектов, предназначенных для технического обслуживания и эксплуатации указанных объектов электросетевого хозяйства;
- б) системы и средства управления указанными объектами электросетевого хозяйства.

Распределительная сеть энергосистем обеспечивает передачу электроэнергии от подстанций основной сети и электростанций к потребителям электроэнергии. Распределительные электрические сети должны обеспечивать:

- а) уровни надёжности электроснабжения, как правило, согласованные между энергоснабжающими организациями и потребителями;
- б) нормированное качество электрической энергии;
- в) возможность расширения применительно к росту электрических нагрузок, использованию новых средств автоматизации и новых технологий обслуживания.

### 1.3. Балансы мощности. Расчётные перетоки мощности

Перспективные балансы мощности и электроэнергии разрабатываются исходя из условия реализации преимуществ совместной работы региональных энергосистем в ОЭС и ЕЭС России с учётом оптимальной загрузки наиболее экономичных электростанций [6, 7].

Балансы мощности составляются для ОЭС, ЕЭС России и региональных энергосистем в целях:

- а) определения общей потребности в мощности электростанций, необходимой для надёжного покрытия нагрузки;
- б) определения перетоков мощности между энергосистемами и требований к пропускной способности межсистемных линий электропередачи.

Балансы мощности составляют для ОЭС по годам расчётного периода (5...15 лет). Балансы мощности ОЭС составляют для часа совмещённого максимума ЕЭС (декабрь). Баланс мощности каждой ОЭС проверяется также для часа собственного максимума нагрузки. Это позволяет выявить загрузки связей с другими ОЭС. При составлении баланса мощности последовательно осуществляется расчёт его расходной части (потребности) и приходной части (покрытие).

В ходе составления балансов мощности формируются конкретные варианты ввода мощностей на электростанциях, строительства линий и подстанций системообразующей сети.

Выбор схемы и параметров системообразующих электрических сетей энергосистем производится:

- а) по планируемым потокам мощности, которые характеризуются средними условиями нахождения основного оборудования электростанций в плановом и аварийном ремонтах;
- б) по расчётным максимальным потокам мощности, которые характеризуются неблагоприятными сочетаниями нахождения в плановом и послеаварийном ремонтах основного оборудования электростанции.

Планируемые потоки мощности между ОЭС обусловлены:

- а) совмещением максимумов нагрузок рассматриваемых частей энергосистем;
- б) экономической эффективностью передачи электроэнергии взамен транспорта топлива из одной части энергосистемы в другую или целесообразностью использования энергии и мощности крупных ГЭС, расположенных в одной ОЭС, в переменной части графика нагрузки другой ОЭС;
- в) несоответствием ввода мощности крупных энергоблоков на электростанциях росту максимума нагрузки ОЭС.

Для обеспечения надёжного функционирования ЕЭС России с электропередачами большой пропускной способности на дальние расстояния и предотвращения возможного развития аварий при их отключении приняты максимально допустимые значения относительных дефицитов мощности при нормальной схеме и в нормальных режимах работы, которые зависят от мощности нагрузки в приёмных частях ЕНЭС.

В соответствии с требованиями по предотвращению каскадного развития аварий принято, что относительный дефицит мощности в приёмных ОЭС не должен превышать 5...10 % их максимальной нагрузки.

Пропускная способность системообразующих связей ЕЭС России в сечениях между ОЭС (рис.1.4) определяется по расчётным максимальным перетокам мощности, которые обусловлены планируемыми перетоками мощности между ОЭС и перетоками взаиморезервирования. Перетоки взаиморезервирования обусловлены сокращением расчётного оперативного резерва энергосистем при их совместной работе в ЕЭС России.

Пропускная способность межсистемных связей ЕЭС в сечениях между ОЭС не должна быть меньше величины, принимаемой процентом от максимума нагрузки меньшей из рассматриваемых частей ЕЭС России согласно табл. 1.3.

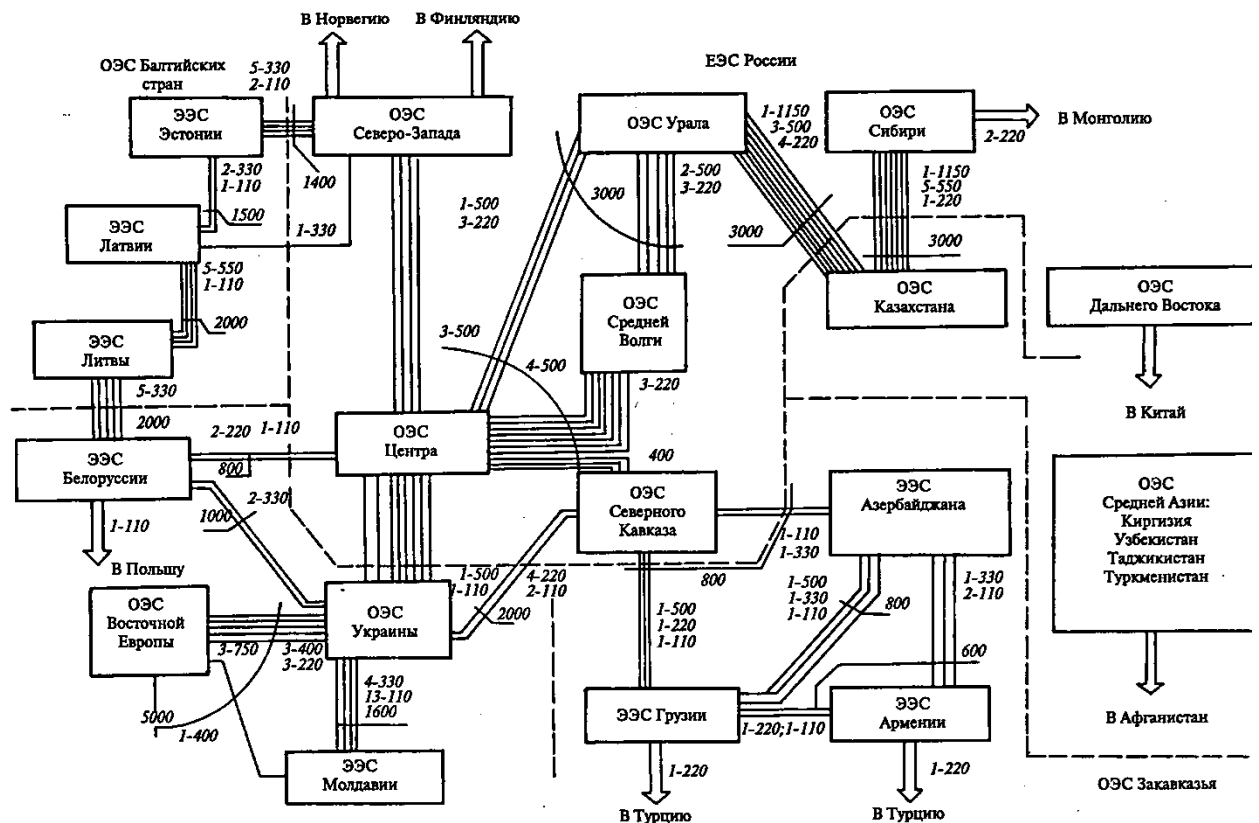


Рис.1.4. Структурная схема ЕЭС

Таблица 1.3. – Требования к пропускной способности межсистемных связей

Максимум нагрузки меньшей из частей ЕЭС России, ГВт	10 и менее	15	20	25	30	35	40	45	50	60	70	80	90	100
Пропускная способность, %	18,0	13,5	11,0	9,5	8,3	7,5	6,8	6,3	5,8	5,1	4,6	4,2	3,9	3,7

Необходимая пропускная способность в сечениях основной электрической сети ОЭС определяется таким образом, чтобы обеспечивать:

- покрытие максимума нагрузки в дефицитных частях ОЭС при нормальной схеме сети в утяжелённом режиме (после аварийного отключения наиболее крупного генерирующего блока в рассматриваемой части ОЭС при средних условиях нахождения остального генерирующего оборудования в плановых и послеаварийных ремонтах) при использовании имеющегося в рассматриваемой части ОЭС собственного резерва мощности;
- покрытие максимума нагрузки после аварийного отключения любого её элемента: линии (одной цепи двухцепной линии), трансформатора и т.д. в нормальной схеме сети (критерий N-1);



в) необходимые коэффициенты запаса статической устойчивости в послеаварийных режимах и условия применения противоаварийной автоматики для обеспечения успешности переходных процессов должны соответствовать требованиям по устойчивости энергосистем:

По планируемым перетокам мощности  $P_{\text{план}}$  определяют сечение проводов ЛЭП, потери мощности и энергии, способы резервирования элементов сети. По максимальным перетокам  $P_{\text{max}}$  определяют пропускную способность сети. При определении планируемых и максимальных перетоков рассматриваются сечения сети, разделяющие ЭЭС на 2 части.

При расчёте планируемых перетоков учитывают балансовые перетоки и перетоки, определяемые нерегулярными колебаниями нагрузки. Балансовый переток  $P_{\text{бал}}$  по участку сети определяется на основе анализа балансов мощности по отдельным энергоузлам. Для двухузловой схемы ЭЭС

$$P_{\text{бал}} = N_{\text{max}} - (P_{\text{расп}} - R),$$

где  $N_{\text{max}}$  – нагрузка одной части ЭЭС в час годового максимума нагрузки;

$P_{\text{расп}}$  – располагаемая мощность электростанций в этой же части ЭЭС;

$R$  – резерв мощности, размещённый в этой же части ЭЭС.

Резерв  $R$  должен быть не менее суммы ремонтного резерва и математического ожидания мощности, находящейся в аварийном простое.

При нерегулярных колебаниях нагрузки в узлах перетоки мощности могут превышать значения балансовых перетоков. Величина балансовых перетоков корректируется следующим образом:

$$P_{\text{план}} = \sqrt{P_{\text{бал}}^2 + \sigma^2},$$

где  $\sigma$  – среднее квадратичное отклонение нагрузки меньшей из рассматриваемой частей ЭЭС.

$$\sigma = k\sqrt{N_{\max}}, \quad k = 4 \div 5.$$

Максимальные перетоки  $P_{\max}$  в сетях ОЭС определяют путём наложения на балансовые перетоки дополнительных перетоков, возникающих в послеаварийных режимах. В этих режимах используется резерв одной части ОЭС для покрытия дефицита мощности в другой.

$$P_{\max} = P_{\text{бал}} + 1,2R_{\text{о}}^{\text{из}} - R_{\text{о}}^{\text{разм}},$$

где  $R_{\text{о}}^{\text{из}}$  – расчётный оперативный резерв части ОЭС при её изолированной работе для обеспечения индекса надёжности в размере 0,996;

$R_{\text{о}}^{\text{разм}}$  – часть оперативного резерва размещённого в данной части ОЭС.

При выполнении условия экономичного распределения нагрузки между электростанциями могут появляться режимные перетоки, превышающие балансовые (рис. 1.5).

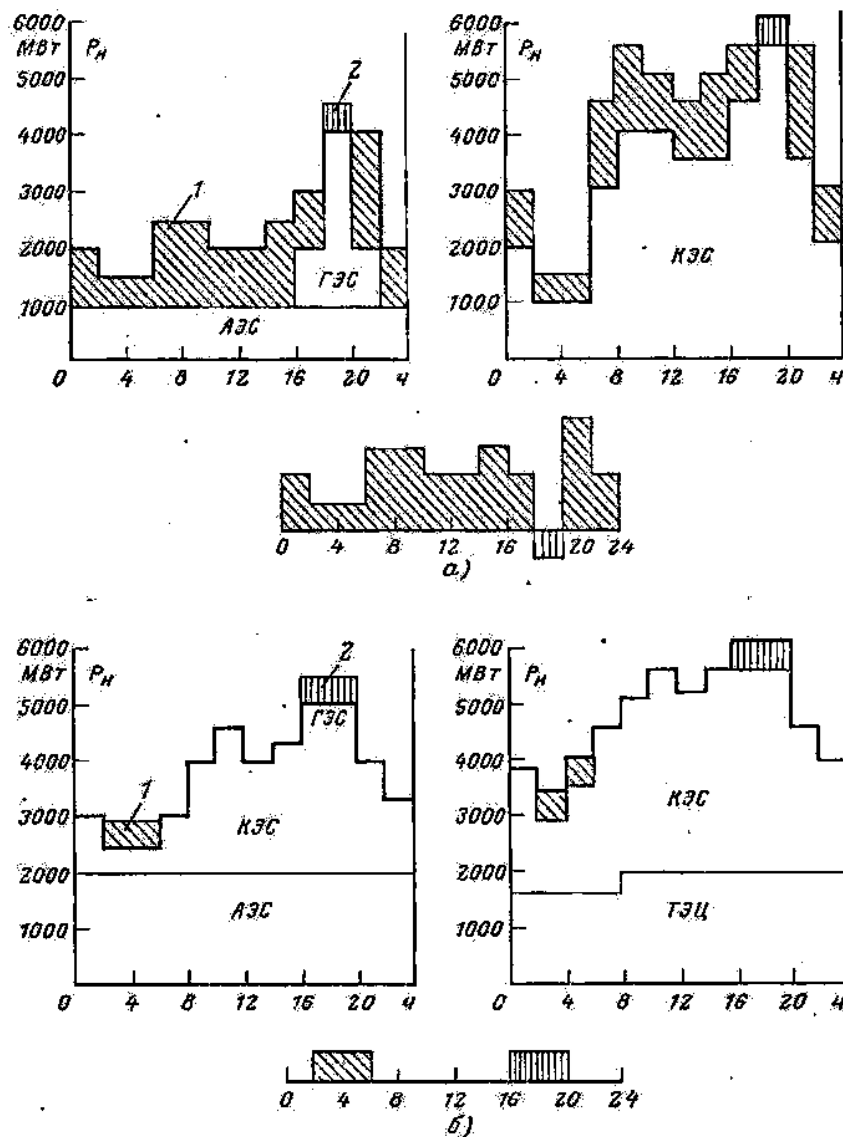


Рис. 1.5. Режимные перетоки в двухузловой схеме ОЭС:  
 а – в околопиковые часы; б – в часы минимума нагрузки;  
 1 – от КЭС; 2 – от ГЭС.

Эти перетоки возникают при несовпадении графиков нагрузки частей ОЭС и различий режимов работы электростанций, расположенных в них [8].

#### 1.4. Задачи проектирования электрических сетей

Общей задачей проектирования энергосистем и электрических сетей явля-

ются разработка с учетом новейших достижений науки и техники и технико-экономическое обоснование решений, определяющих формирование энергосистем и объединений, развитие электрических станций, электрических сетей и средств их эксплуатации и управления, при которых обеспечивается оптимальная надёжность снабжения потребителей электрической и тепловой энергией в необходимых размерах и требуемого качества с наименьшими затратами.

Проектирование развития электрических сетей выполняется для ЕНЭС России и распределительной сети энергосистем. Выбор схем электрических сетей выполняется, как правило, на следующие перспективные уровни:

- а) ЕНЭС – расчетный срок 10 лет;
- б) распределительная сеть – расчетный срок 5 лет;
- в) сеть внешнего электроснабжения промышленных предприятий, электрифицируемых участков железных дорог, перекачивающих станций магистральных нефтепроводов, газопроводов и продуктопроводов, выдачи мощности электростанций и т.п. – сроки ввода в работу (освоения мощности) объекта, с которым связано сооружение проектируемой сети.

При проектировании развития электрических сетей решаются следующие задачи:

- а) выбор напряжения и схемы сетей;
- б) определение мест размещения новых подстанций;
- в) предварительный выбор схем электрических соединений электростанций и подстанций;
- г) определение сечения проводов линий электропередачи, числа и мощности трансформаторов на подстанциях; выбор способов регулирования напряжения и распределение мощностей в сетях;
- д) определение типа, мощности и размещения компенсирующих устройств;
- е) разработка мероприятий по ограничению токов К.З.;
- ж) обоснование экономической эффективности намеченного развития сети;

з) определение объемов капиталовложений и очередности сооружения электросетевых объектов.

Проектирование развития ЕНЭС России выполняется в схеме развития ЕЭС и ОЭС России и схеме развития ЕНЭС и включает следующие технико-экономические задачи [6]:

- а) развитие основной сети ЕЭС России и отдельных ОЭС для обеспечения системообразующих функций, реализации межсистемных эффектов и надежности передачи электроэнергии;
- б) надежная выдача мощности крупных электростанций;
- в) надежность питания крупных нагрузочных узлов;
- г) обоснование экономической эффективности сооружения отдельных электросетевых объектов (подстанций и линий электропередачи).

При решении задач проектирования распределительной сети энергосистем выполняется обоснование технико-экономических решений по:

- а) выдаче мощности электростанций;
- б) внешнему электроснабжению отдельных крупных потребителей (энергоемких промышленных потребителей, электрифицируемых участков железных дорог, перекачивающих станций магистральных нефте- и газопроводов и др.);
- в) обеспечению надежного питания нагрузочных узлов.

В составе работ по развитию электрических сетей выполняется предварительное определение части параметров намечаемых к сооружению электростанций (электрическая часть), подстанций и линий электропередачи, уточняемых на последующих стадиях проектирования этих объектов. К этим параметрам относятся:

- а) Электростанции: напряжения распределительных устройств (РУ), число отходящих ВЛ и их направление, распределение генераторов между отдельными РУ, мощность трансформаторов связи; расчетные параметры токов К.З., требования к секционированию РУ по условиям работы сети, противоаварийной автоматики и релейной защиты.

б) Подстанции: район (пункт) размещения ПС; напряжения РУ; рекомендации по принципиальной схеме РУ 110 кВ и выше, требования к секционированию сети; электрические нагрузки подстанций, мощность и количество трансформаторов; число и направление линий напряжением 110 кВ и выше; тип и мощность компенсирующих устройств; расчетные значения параметров токов К.З.

в) Линии электропередачи: направления, подходы и присоединения к подстанции; напряжение; сечение проводов, конструкция фазы; средства компенсации зарядной мощности, присоединение к сети шунтирующих реакторов.

Технология проектирования электрических сетей может быть представлена последовательностью следующих этапов [8].

1. Формирование (синтез) возможных вариантов развития электрических сетей, обеспечивающих потребителей необходимым количеством энергии при нормативном качестве. Этот этап является наиболее ответственным этапом проектирования. Здесь используют обобщённые рекомендации, основанные на анализе опыта проектирования и специальных исследований. Основные рекомендации по построению схем электрических сетей содержатся в указаниях и нормативах по проектированию развития энергосистем. Для формирования вариантов и их последующего анализа используют оптимизационные математические модели, автоматизирующие труд проектировщика.

2. Технический анализ вариантов развития электрических сетей. На этом этапе проверяют соответствие технических характеристик возможным условиям работы в энергосистеме. Для этого выполняют расчёты режимов на рассматриваемую перспективу, анализируют пропускную способность сетей и требуемую надёжность электроснабжения потребителей. На основании этих расчётов определяют показатели необходимые для экономического сопоставления вариантов (потери электроэнергии, потребность в энергоресурсах, математическое ожидание недоотпуска электроэнергии и др.).

Методы технического анализа различны на стадии обоснования вариантов на далекую перспективу и на стадии рассмотрения отобранных вариантов развития. В первом случае необходимо получить обоснование экономических показателей вариантов. Поэтому можно использовать упрощённые методы расчёта режимов, надёжности и т.д.

Во втором случае необходимо определить и обосновать технические мероприятия по обеспечению требуемого качества и надёжности электроснабжения. Здесь необходима детальная проверка технической допустимости вариантов.

3. Экономическая оценка и сопоставление вариантов развития электрических сетей выполняется путём расчёта капиталовложений, издержек производства, дисконтированных затрат и доходов.

4. На последнем этапе подготавливают сводные показатели, необходимые для планирования развития электроэнергетики и организации проектирования отдельных объектов системы. Среди этих показателей: состав вводимых ЛЭП и подстанций, объем капиталовложений, потребность в оборудовании.

Основой для проектирования развития электрических сетей, как правило, являются:

- а) отчётные показатели работы энергосистем и отдельных предприятий;
- б) данные о строящихся электростанциях и электрических сетях;
- в) проекты намечаемых к сооружению электростанций и электрических сетей;
- г) планы развития энергосистем на ближайшие годы;
- д) материалы, характеризующие перспективы развития электроэнергетики страны и региона (например, энергетическая стратегия России на долгосрочный период, стратегия развития электроэнергетики России на долгосрочный период, и др.);

е) научно-исследовательские работы, характеризующие технический прогресс производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, технико-экономические показатели электроустановок и электропередач различного типа;

ж) отчётные данные и информация по перспективам функционирования и развития, предоставляемая субъектами рынка.

Ряд исходных показателей, характеризующих будущие условия развития энергосистем, не являются полностью определёнными и по мере получения новых результатов опытно-конструкторских, научно-исследовательских и проектно-изыскательских работ, а также по мере поступления отчётных данных о ходе реализации намеченных планов, в том числе и от субъектов рынка, непрерывно уточняются.

### **1.5. Оценка экономической эффективности инвестиций в развитие электрических сетей**

Для обоснования эффективности вариантов развития электрических сетей используются критерии [9]:

а) эффективность с позиции интересов национального хозяйства страны в целом;

б) коммерческая (финансовая) эффективность, учитывающая финансовые последствия реализации проекта для его непосредственных участников.

Для электросетевых объектов монопольного регулируемого сектора энергетики оценивается только общественная эффективность. Для объектов конкурентного сектора энергетики, финансируемых коммерческими организациями, оцениваются оба вида эффективности.

При проведении экономических расчетов по сооружаемому электросетевому объекту (ВЛ и подстанций) следует учитывать ряд особенностей.



Первая заключена в том, что прибыль образуется в процессе производства, передачи, распределения и реализации электроэнергии, т.е. в результате совместного участия электростанций, электрических сетей и потребителя. Поэтому при определении эффективности капитальных вложений в электросетевые объекты должна учитываться часть общей прибыли энергосистемы от реализации электроэнергии.

Вторая особенность состоит в том, что по своему назначению электросетевые объекты могут быть подразделены на сооружаемые для:

- а) выдачи мощности электростанций;
- б) увеличения пропускной способности участков сети в связи с ростом перетоков;
- в) усиления электроснабжения узлов нагрузки и внешнего электроснабжения потребителей;
- г) сокращения потерь электроэнергии в сети;
- д) повышения надёжности электроснабжения.

Практически каждый объект выполняет несколько из перечисленных функций. Основной фактор обоснования экономической эффективности для всех групп объектов – это возможность увеличения реализации электроэнергии потребителям и, как следствие, образование дополнительной прибыли в энергосистеме [10].

Как правило, сооружаемые объекты относятся к группам «а» – «в», для которых характерно, что их ввод приводит к увеличению пропускной способности сети. В результате обеспечивается передача дополнительной электроэнергии потребителям и образование прибыли в энергосистеме.

Стоимостная оценка результата сооружения электрической сети определяется по формуле [11]

$$O_{pt} = T_3 (jW - \delta W) + \Delta\Pi, \quad (1.1)$$

где  $T_{\text{э}}$  – средневзвешенный тариф на электроэнергию в данной энергосистеме;

$W$  – дополнительное поступление электроэнергии в сеть, обусловленное сооружением электросетевого объекта;

$j$  – доля стоимости реализации электроэнергии, относимая на электрическую сеть (табл. 1.4);

$\delta W$  – изменение потерь электроэнергии в сети;

$\Delta\Pi$  – увеличение прибыли за счёт повышения надёжности и других факторов, влияющих на экономический эффект.

Таблица 1.4. – Значения коэффициента  $j$

Номинальное напряжение сети, кВ	750 – 500	330 – 220	110 – 35	В целом
Коэффициент $j$	0,04	0,09	0,17	0,30

Численные значения величин  $W$ ,  $\delta W$  в (1.1) определяется в зависимости от назначения электросетевого объекта:

- если сооружаемый объект предназначен для выдачи мощности электростанции или внешнего электроснабжения узла нагрузки по радиальной схеме, то  $W$  соответствует энергии поступившей в данный объект, а  $\delta W$  – потери в этом объекте (ЛЭП, подстанция);
- если объекты сооружаются в замкнутой сети, и их ввод приводит к перераспределению потоков мощности в существующих элементах сети, то  $W$  соответствует дополнительной электроэнергии, которая будет поступать в сеть рассматриваемого района в связи с вводом проектируемых объектов, а  $\delta W$  – изменение потерь в этой сети:

$$\delta W = \Delta W'' - \Delta W',$$

где  $\Delta W''$  – потери в сети после ввода объектов;

$\Delta W'$  – потери в сети до ввода объектов.

Сетевые объекты, специально сооружаемые для сокращения потерь или повышения надёжности, на практике встречаются редко. Определение эффективности капитальных вложений в объекты групп «г» и «д» сводятся к тому, что сокращение потерь или снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии соответствует увеличению реализации и, как следствие, увеличению прибыли в энергосистеме.

Для оценки эффективности капитальных вложений используются простые и интегральные критерии (рис.1.6). Простые критерии не учитывают всю продолжительность срока жизни проекта и неравнозначность денежных потоков. Они используются для экспресс-оценки проектов на предварительных стадиях разработки. Интегральные (динамические) критерии оперируют с показателями работы проектируемых объектов по годам расчётного периода с учётом фактора времени [10]. В интегральных критериях расходы и доходы, разнесённые во времени, приводятся к одному (базовому) моменту времени  $T_{пр}$  ( $T_{пр}=0$ ).

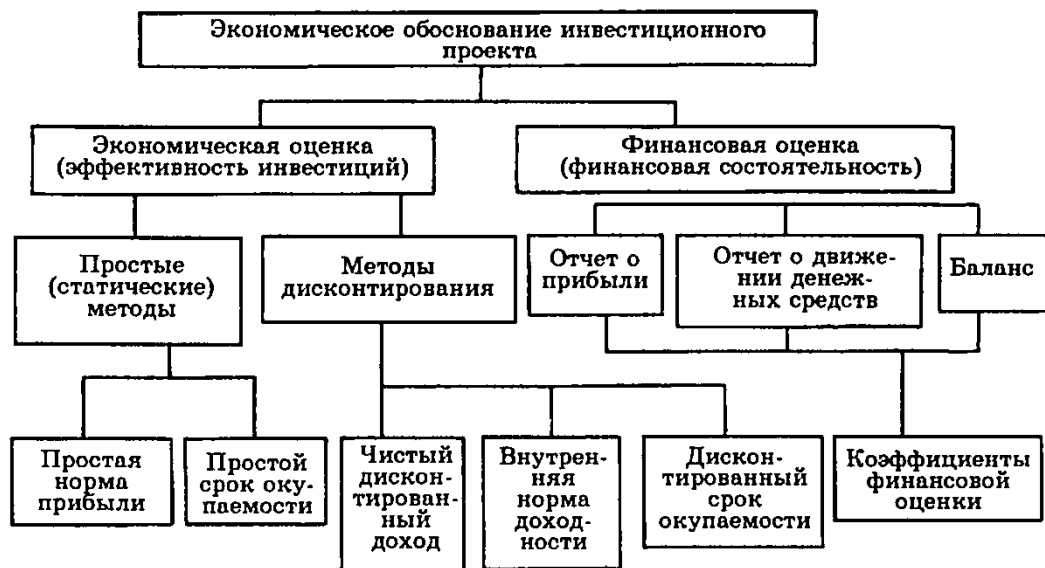


Рис.1.6. Схема использования методов оценки инвестиций

Основным интегральным критерием является максимум чистого дисконтированного дохода (ЧДД) при условии  $ЧДД > 0$  [9, 10].

$$ЧДД = \sum_t^{T_p} (П_{чt} + И_{ат} - K_t)(1 + E)^{T_{пр} - t} \Rightarrow \max, \quad (1.2)$$

где  $\Pi_{чt}$  – чистая прибыль в году  $t$ ;

$I_{at}$  – амортизационные отчисления на реновацию в году  $t$ ;

$E$  – норматив дисконтирования (ставка доходности);

$K_t$  – инвестиции (капиталовложения) в году  $t$ ;

$T_p$  – длительность расчётного периода (рис.1.7).

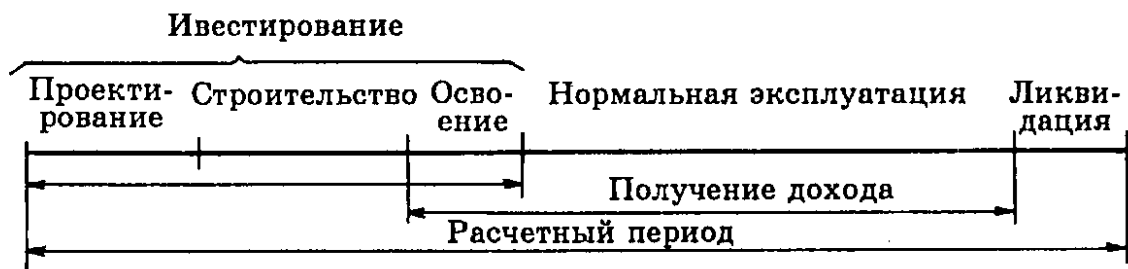


Рис.1.7. Составляющие расчётного периода

При определении планируемой продолжительности строительства исходят из утвержденных нормативных сроков (табл. 1.5).

При неизменности денежных потоков по годам ЧДД определяется через сумму коэффициентов дисконтирования  $D_s$  по формуле:

$$\text{ЧДД} = (\Pi_{ч} + I_a) D_s - K \Rightarrow \max. \quad (1.3)$$

Величина чистой прибыли в (1.2) и (1.3) равна

$$\Pi_{чt} = (O_{pt} - I_t)(1 - \alpha_{\text{нал}}),$$

где  $O_{pt}$  – стоимостная оценка результатов работы объекта (объём реализованной электроэнергии) в году  $t$ ;

$I_t$  – суммарные эксплуатационные издержки на ремонт и обслуживание в году  $t$ ;

$\alpha_{\text{нал}}$  – ставка налога на прибыль (20 %).

Таблица 1.5 – Нормы продолжительности строительства ВЛ 35-750 кВ

Напря- жение, кВ	Количе- ство це- пей, шт	Длина, км	Продолжи- тельность строитель- ства, мес	Напря- жение, кВ	Количе- ство це- пей, шт	Длина, км	Продолжи- тельность строитель- ства, мес
35	1 – 2	20	3	220	2	100	7
		40	4			150	9
		80	7			250	13
110	1	50	5	330	1	100	6
		100	6			200	9
		150	8			400	15
110	2	50	5	500	1	100	7
		100	7			200	10
		150	9			400	17
220	1	50	5			600	24
		100	6	750	1	200	12
		150	8			300	16
		250	11			500	24
220	2	50	5			700	30

При сравнении нескольких вариантов выбирается вариант с наибольшей величиной ЧДД. Однако необходимо отметить, что величина ЧДД зависит от масштаба проекта, проявляющегося в «физических» объемах инвестиций и производства. Например, при выборе напряжения сети ЛЭП более высокого напряжения потребует больших капиталовложений, однако может иметь и большую пропускную способность.

Отсюда следует естественное ограничение на применение этого метода при сравнении значительно различающихся по этой характеристике проектов:

большее значение ЧДД не всегда будет соответствовать более эффективному варианту капиталовложений. Иначе говоря, такие варианты необходимо приводить в сопоставимый вид по производственному эффекту.

Показатель *дисконтированных затрат* (1.4) удобно использовать при сравнении вариантов, имеющих одинаковый производственный эффект (объём реализованной продукции) [11], а также вариантов проектов, вообще не сопровождающихся денежными поступлениями, например выбор типа осветительных приборов для помещения.

$$Z_d = \sum_t^{T_p} (I_t + K_t - K_{лик\ t}) (1 + E)^{T_{пр} - t} \Rightarrow \min, \quad (1.4)$$

где  $I_t$  – сумма эксплуатационных издержек на ремонт, обслуживание и стоимости потерь электроэнергии в году  $t$ ;

$K_{лик\ t}$  – ликвидационная стоимость объектов в году  $t$ .

Если же имеем дело с проектами с разными жизненными сроками, то чтобы не выравнивать варианты по этому показателю, лучше использовать *эквивалентные среднегодовые затраты* (1.5).

$$Z_{ср\ г} = Z_d / D_s \Rightarrow \min. \quad (1.5)$$

В простейшем случае, когда инвестиции вкладываются в один год, поступления и расходы не меняются в течение жизненного срока, и ликвидная стоимость равна нулю, этот показатель представляет собой годовые приведенные затраты  $Z$ , но с дисконтированной нормой амортизации.

В том случае, когда невозможно или сложно привести варианты к одному производственному эффекту, можно использовать критерий *удельных затрат*.

Поясним смысл ЧДД на примере. Пусть на капитальное строительство, осуществлённое в течение трёх лет, потребовалось 5 млрд. руб. Выпуск продукции начинается сразу после

окончания строительства и заканчивается через восемь лет. Поток платежей показан на рис. 1.8. В зависимости от нормы дисконтирования  $E$  величина ЧДД будет различной. ЧДД максимален при отсутствии дисконтирования, постепенно снижаясь по мере увеличения  $E$  (рис. 1.9). При  $E = 0,1$  (10 %) ЧДД становится отрицательным, т.е. проект становится неэффективным.

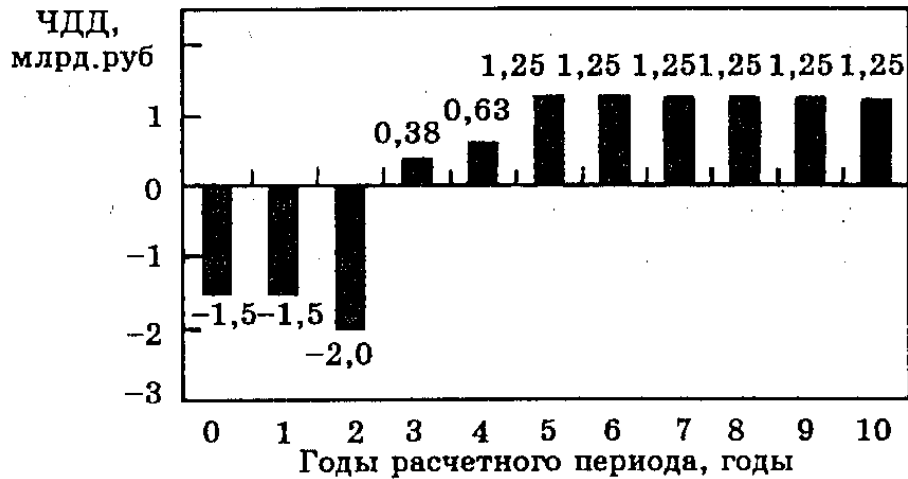


Рис.1.8. Чистый поток платежей

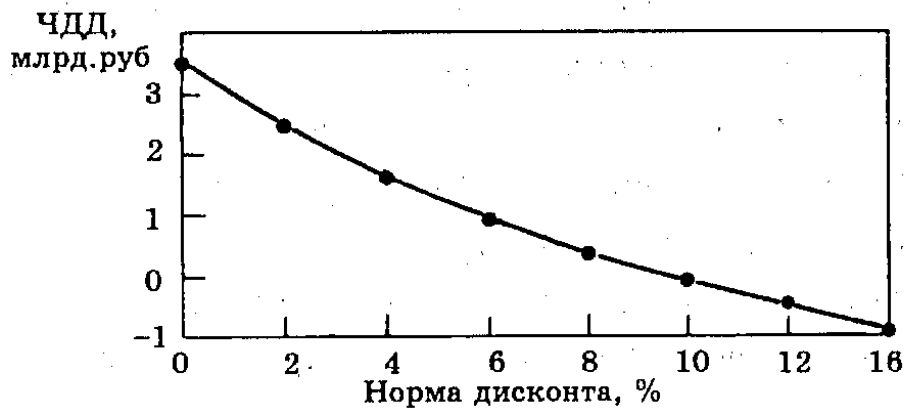


Рис.1.9. Зависимость ЧДД от нормы дисконта

Капитальные вложения  $K_t$  определяются суммой стоимостей объектов или их элементов, сооружаемых в году  $t$  расчётного периода  $T_p$ . При проектировании развития электрических сетей расчёт  $K_t$  выполняется по укрупнённым стоимостным показателям (УСП), разработанным на основе прейскурантов и тарифов 2000 г. Для перехода к современным ценам УСП умножаются на коэффициент-дефлятор  $J$ , определяемый Минэкономразвития РФ. Например, для 2014 г  $J=5,727$ .

Для подстанций и ЛЭП в стоимость объекта включается стоимость отчуждаемых земельных участков (13...26 руб./м<sup>2</sup> в ценах 2005 г.).

Капитальные вложения в подстанцию (ПС) определяются по формуле:

$$K_{\text{ПС}} = K_{\text{баз}} + K_{\text{пир}} + K_{\text{отв}}, \quad (1.6)$$

где  $K_{\text{баз}}$  – базовая стоимость ПС, определяемая по УСП;

$K_{\text{пир}}$  – затраты на проектно-изыскательские работы, благоустройство и пр. (15,5...17,5 % от стоимости ПС);

$K_{\text{отв}}$  – стоимость земельного участка под ПС.

Базовая стоимость ПС в (1.6) равна

$$K_{\text{баз}} = K_{\text{тр}} + \sum K_{\text{яч}} + K_{\text{комп}} + K_{\text{п}},$$

где  $K_{\text{тр}}$  – стоимость всех трансформаторов;

$\sum K_{\text{яч}}$  – стоимость всех ячеек выключателей;

$K_{\text{комп}}$  – стоимость компенсирующих и регулирующих устройств;

$K_{\text{п}}$  – постоянная часть затрат.

Стоимость земельного участка под ПС  $K_{\text{отв}}$  определяется стоимостью отчуждаемых земель и площадью участка (от 1,5 до 176 тыс. м<sup>2</sup> в зависимости от схемы подстанции и номинального напряжения 35...750 кВ).

Стоимость реконструкции и расширения ПС определяется по формуле

$$K_{\text{рек}} = K_{\text{нов}} + K_{\text{дем}} - K_{\text{возвр}},$$

где  $K_{\text{нов}}$  – стоимость вновь устанавливаемого оборудования с учётом строительных и монтажных работ;

$K_{\text{дем}}$  – стоимость демонтажа;

$K_{\text{возвр}}$  – остаточная стоимость демонтируемого оборудования, которое не отработало нормативный срок и пригодно для использования.



При упрощённых расчётах экономической эффективности  $K_{рек} = K_{нов} + K_{дем}$ . Стоимость расширения ОРУ с выключателями принимается по стоимости дополнительных ячеек. Стоимость замены трансформатора принимается по полной расчётной стоимости устанавливаемого трансформатора.

Капитальные вложения в ВЛ определяются по формуле

$$K_{вл} = (\bar{k}_{вл} L_{вл} \gamma + K_{пр}) + K_{пир} + K_{отв},$$

где  $\bar{k}_{вл}$  – удельные капитальные вложения в ВЛ определённого класса напряжения в расчёте на один километр линии, руб./км;

$L_{вл}$  – протяжённость ВЛ, км;

$K_{пр}$  – затраты на вырубку просеки (95...275 тыс. руб./км для ВЛ 35...1150 кВ);

$K_{отв}$  – стоимость земельного участка, отведённого под опоры ВЛ (35...4000 м<sup>2</sup>/км для ВЛ 35...1150 кВ);

$K_{пир}$  – затраты на ПИР, благоустройство и пр. (12,5...14,5 % от стоимости ВЛ);

$\gamma$  – коэффициент для учёта усложняющих условий строительства.

*Годовые эксплуатационные расходы* И включают амортизационные отчисления  $I_a$ , затраты на обслуживание и ремонт  $I_{обс}$ , затраты на возмещение потерь электроэнергии  $I_{пот}$

$$И = I_a + I_{обс} + I_{пот}.$$

Затраты на амортизацию и эксплуатационное обслуживание могут быть определены по упрощённым формулам:

$$\begin{aligned} I_a &= \alpha_{а пс} K_{пс} + \alpha_{а вл} K_{вл}, \\ I_{обс} &= \alpha_{обс пс} K_{пс} + \alpha_{обс вл} K_{вл}, \end{aligned}$$

где  $\alpha_{a\text{ пс}}, \alpha_{a\text{ вл}}$  – норма амортизационных отчислений на реновацию ПС, ВЛ (для ВЛ 2 %, ПС – 4,4 %);

$K_{\text{пс}}, K_{\text{вл}}$  – величина капитальных вложений соответственно в ПС и ВЛ;

$\alpha_{\text{обс пс}}, \alpha_{\text{обс вл}}$  – норма отчислений на обслуживание и ремонт ПС и ВЛ соответственно (для ВЛ 0,8 %, ПС – 5,9...4,9 %).

Для оценки коммерческой эффективности инвестиций дополнительно используются критерии *чистого дохода (ЧД), индекса доходности (ИД), срока окупаемости* и др [10].

Выбранный вариант должен удовлетворять условию, при котором экономическое преимущество его устойчиво сохраняется при изменении исходных показателей в пределах вероятного диапазона их значений (рис. 1.10).

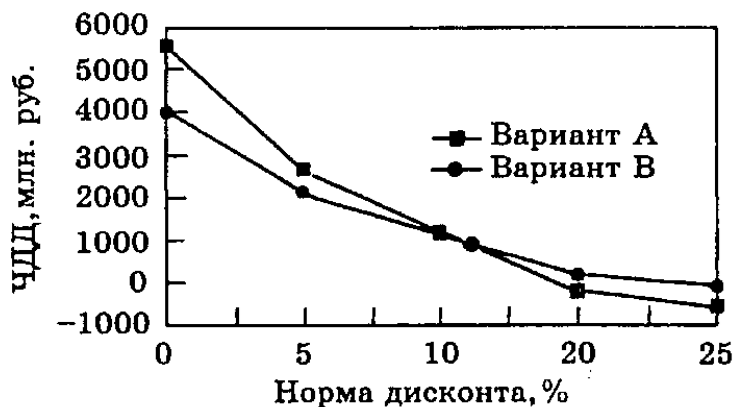


Рис. 1.10. Зависимость оценки проекта от коэффициента дисконтирования

Решения по сравниваемым вариантам принимаются с использованием методов, учитывающих риск и возможную неопределенность исходной информации. Это предполагает, что такие показатели, как цены (тарифы), перспективные

нагрузки потребителей, экономические нормативы (рентабельность) не могут быть определены однозначно. Поэтому основой для принятия решения о целесообразности инвестиций в ряде случаев должно служить не формально подсчитанное значение критерия эффективности, а совокупность его ожидаемых значений, ограниченная возможными изменениями исходных показателей и экономических нормативов.

## **2. ПОСТРОЕНИЕ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

### **2.1. Рекомендации по выбору схем электрических сетей**

Проектирование ЕНЭС России основывается на следующем [6, 9]:

- а) схема основной электрической сети ЕЭС России должна обладать достаточной гибкостью, позволяющей осуществлять её поэтапное развитие и иметь возможность приспосабливаться к изменениям внешних условий;
- б) увеличение пропускной способности основной сети ЕЭС России осуществляется в первую очередь путём применения современных средств компенсации и регулирования реактивной мощности, а затем постепенной «надстройкой» линиями более высокого класса напряжения;
- в) привязка линий электропередачи должна осуществляться к крупным узлам нагрузки, избегая создания прямых связей между электростанциями;
- г) между двумя узлами сети по одной трассе должно сооружаться, как правило, не более двух линий электропередачи одного класса напряжения;
- д) схемы присоединения электростанций и подстанций к основной сети должны обеспечивать надёжность питания энергоузлов и транзит мощности с учётом критерия N-1;
- е) развитие основной электрической сети должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды.

Схема и параметры распределительной сети должны обеспечивать надёжность электроснабжения, при которой питание потребителей осуществляется без ограничения нагрузки с соблюдением нормативных требований к качеству электроэнергии при нормальной схеме сети и при отключении одной ВЛ (одной цепи двухцепной ВЛ) или трансформатора с учетом допустимой перегрузки оставшихся в работе.

Проектирование распределительной сети осуществляется с учётом следующего [6, 7]:

- а) в районах с малым охватом территории сетями при близких значениях технико-экономических показателей вариантов развития сети рекомендуется отдавать предпочтение сооружению ВЛ по новым трассам;
- б) в крупных городах и промышленных районах с большой концентрированной нагрузкой по одной трассе может предусматриваться строительство двух и более ВЛ или двухцепных ВЛ;
- в) центры питания следует максимально приближать к потребителям, сокращая число трансформаций путем сооружения ПС глубоких вводов.

При развитии электрической сети ЭЭС рекомендуется использовать унифицированные элементы схемы.

При развитии сетей 110 кВ рекомендуется:

- а) не допускать сооружения новых протяженных ВЛ 110 кВ параллельно существующим ВЛ 220...330 кВ;
- б) использовать в качестве источников питания сети 110 кВ подстанции 220...330/110 кВ, имеющие независимые питающие линии;
- в) обеспечивать двухстороннее питание подстанций, присоединенных к одноцепной ВЛ 110 кВ. Длина такой ВЛ, как правило, не должна быть больше 120 км, а количество присоединяемых промежуточных подстанций больше трех. Присоединение к такой ВЛ двухтрансформаторных ПС рекомендуется по схеме «мостик». Допускается присоединение ПС к одноцепной тупиковой ВЛ 110 кВ только на первом этапе развития сети;
- г) осуществлять применение двухцепных ВЛ с двухсторонним питанием в системах электроснабжения крупных и крупнейших городов, а также в схемах внешнего электроснабжения потребителей транспортных систем (электрифицированные участки железных дорог, продуктопроводов и т.п.). К таким ВЛ рекомендуется присоединение не более пяти промежуточных ПС, осуществляя чередование ПС по схеме «мостик» и блочной схеме;
- д) применять двухцепные тупиковые ВЛ в схемах электроснабжения крупных городов, промузлов, промышленных предприятий и т.п. с присоеди-

нением к такой ВЛ до двух ПС 110 кВ. При этом потребители первой категории этих ПС должны резервироваться по сети вторичного напряжения. К двум одноцепным тупиковым ВЛ могут быть присоединены до трех подстанций;

е) принимать к установке на ПС 110 кВ трансформаторы единичной мощностью не выше 63 МВ·А. Применение на ПС 110 кВ трансформаторов мощностью 80 МВ·А должно быть обосновано.

При развитии сетей 35 кВ рекомендуется:

а) не допускать сооружения новых протяженных ВЛ 35 кВ параллельно существующим ВЛ 110 кВ и не сооружать новые ВЛ 35 кВ протяженностью свыше 80 км;

б) рассматривать возможность перевода существующих ВЛ и ПС 35 кВ на напряжение 110 кВ;

в) использовать преимущественно одноцепные ВЛ 35 кВ с питанием от разных ПС 110...220 кВ или разных секций (систем шин) одной ПС;

г) число подстанций, присоединяемых к одноцепной ВЛ 35 кВ с двухсторонним питанием, не должно превышать пяти (без учета подстанций 35/0,4 кВ);

д) принимать к установке на ПС 35 кВ трансформаторы единичной мощностью до 10 МВ·А.

*Основные требования к схеме сети.* Схема должна обеспечивать необходимую *надёжность*, под которой понимается способность выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах. Согласно «Правилам устройства электроустановок» (ПУЭ) все электроприёмники по требуемой степени надёжности разделены на три категории.

*Первая категория* – электроприёмники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения. Эти электроприёмники

должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания (две системы или две секции шин одной подстанции, питающейся от двух источников), и перерыв в их электроснабжении может быть допущен только на время автоматического восстановления питания.

Из состава электроприёмников первой категории выделяется *особая группа*, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей. Для электроснабжения этой группы электроприёмников должен предусматриваться третий (аварийный) независимый источник, мощность которого достаточна для безаварийного останова производства и который автоматически включается при исчезновении напряжения на одном из основных источников.

*Вторая категория* – электроприёмники, перерыв электроснабжения которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Эти электроприёмники рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, при этом допустим перерыв электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной бригадой. Допускается питание электроприёмников второй категории по одной воздушной линии или от одного трансформатора, если обеспечена возможность проведения ремонта линии или замены поврежденного трансформатора в течение одних суток.

*Третья категория* – все остальные электроприёмники. Электроснабжение этих электроприёмников может выполняться от одного источника питания при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта или замены повреждённого элемента сети, не превышают одних суток.

При разработке схемы электроснабжения необходимо иметь в виду, что потребители электроэнергии, как правило, состоят из электроприёмников, относящихся к различным категориям по требуемой степени надёжности электроснабжения.

Если рассматриваемые варианты схемы существенно различаются по надёжности электроснабжения, рекомендуется производить экономическую оценку *ущерба* от недоотпуска электроэнергии в соответствии с методикой, изложенной в § 4.1 – 4.3. Учёт ущерба от недоотпуска электроэнергии при выполнении технико-экономических расчётов по выбору схем электрических сетей рекомендуется также в следующих случаях:

- а) при расчётах пропускной способности системообразующих сетей по условиям взаиморезервирования;
- б) для определения относительной эффективности различных мероприятий, рекомендуемых для обеспечения требуемой надёжности, при обосновании эффективности повышения уровней надёжности (степени резервирования) сверх нормативных требований.

При разработке схем электрических сетей необходимо обеспечивать нормируемое *качество электроэнергии* у потребителей в соответствии с ГОСТ Р 54149-2010.

## **2.2. Выбор конфигурации и номинального напряжения электрической сети**

Общепринятая классификация электрических сетей по их конфигурации отсутствует[7]. Однако несмотря на многообразие применяемых конфигураций и схем, любую сеть можно расчленить на отдельные участки, опирающиеся на центры питания (ЦП), и отнести к одному из рассмотренных ниже типов (рис. 2.1).

*Одинарная радиальная сеть* (далее, для сокращения, тип Р1, рис. 2.1, а) является наиболее дешёвой, однако обеспечивает наименьшую надёжность; получила широкое распространение как первый этап развития сети — при небольших нагрузках присоединённых подстанций и возможности их резервирования по сети СН или НН.

*Двойная радиальная сеть* (тип Р2, рис. 2.1, б) за счёт дублирования линии (на одних или разных опорах) обеспечивает резервирование питания потребителей. Эта схема характеризуется равномерной загрузкой обеих ВЛ, что соответствует минимуму потерь, не вызывает увеличения токов КЗ в смежных участках сети, позволяет осуществлять чёткое ведение режимов сети, обеспечивает возможность присоединения подстанций по простейшим схемам.

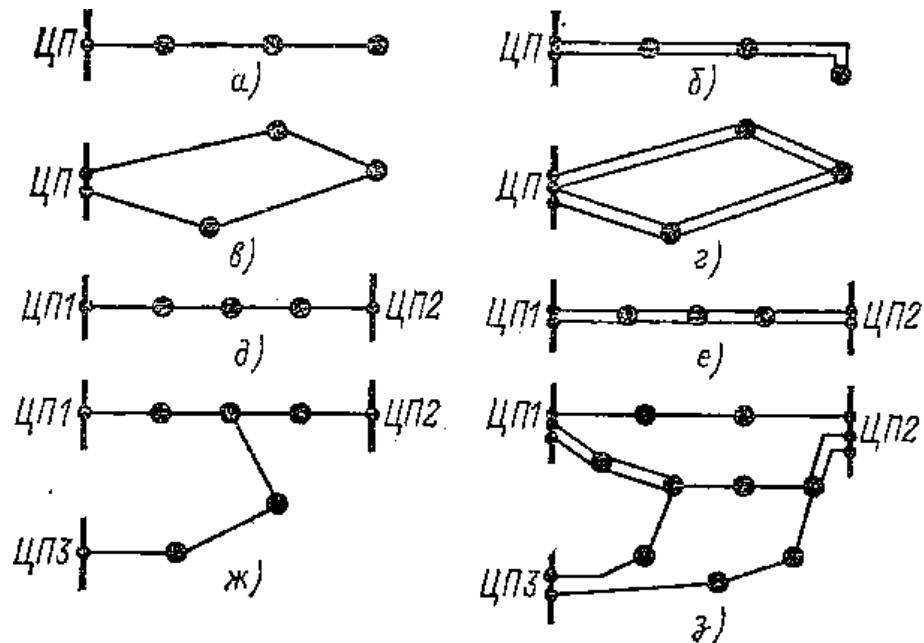


Рис. 2.1 - Основные типы конфигурации сети:

*а, б* — радиальные с одной (Р1) и двумя (Р2) ВЛ; *в, г* — замкнутые от одного ЦП с одной (31) и двумя (32) ВЛ; *д, е* — с двусторонним (от двух ЦП) питанием по одной (Д1) и двум (Д2) ВЛ; *ж* — узловая с тремя ЦП (У); *з* — многоконтурная (М)

При электроснабжении района от одного ЦП находят также применение *замкнутые сети кольцевой конфигурации* одинарные (тип 31, рис. 2.1, в) и двойные (тип 32, рис. 2.1, г). Достоинствами этих схем являются независимость потокораспределения от потоков в сети ВН, отсутствие влияния на уровень токов КЗ в прилегающих сетях, возможность применения простых схем присоединения подстанций.

Широкое применение находит *замкнутая одинарная сеть, опирающаяся на два ЦП* (тип Д1, рис. 2.1, д). Эта конфигурация образуется в результате по-



этапного развития сети между двумя ЦП. Преимуществами такой конфигурации являются возможность охвата территории сетями, создание «шин» между двумя ЦП для присоединения по мере необходимости новых подстанций, уменьшение суммарной длины ВЛ по сравнению с присоединением каждой подстанции «по кратчайшему пути», что приводит к созданию *сложнозамкнутой сети*, возможность присоединения подстанций по упрощённым схемам. Недостатками конфигурации Д1 являются большая вероятность неэкономичного потоко-распределения при параллельной работе сетей разных напряжений и повышение уровней токов КЗ, вызывающее необходимость секционирования сети в нормальных режимах.

Модификацией конфигурации Д1 является *замкнутая двойная сеть*, опирающаяся на два ЦП (тип Д2, рис. 2.1, е). Применяется при более высоких плотностях нагрузок, обладает практически теми же преимуществами и недостатками, что и конфигурация Д1.

*Узловая сеть* (тип У, рис. 2.1, ж) имеет более высокую надёжность, чем Д1 и Д2, за счёт присоединения к трём ЦП, однако плохо управляема в режимном отношении и требует сооружения сложной узловой подстанции. Создание такой сети, как правило, бывает вынужденным – при возникновении технических ограничений для дальнейшего использования конфигурации Д1.

*Многоконтурная сеть* (тип М, рис. 2.1, з) является, как правило, результатом неуправляемого развития сети в условиях ограниченного количества и неравномерного размещения ЦП. Характеризуется сложными схемами подключения подстанций, трудностями обеспечения оптимального режима, повышенными уровнями токов КЗ.

Основой рационального построения сети является применение простых типов конфигураций и использование в качестве коммутационных пунктов главным образом подстанций более высокой ступени напряжения, являющихся центрами питания для проектируемой сети.

Для распределительной сети такими конфигурациями являются в первую очередь двойная радиальная сеть Р2 и одинарная замкнутая, опирающаяся на

два. ЦП, Д1. Соответственно этот тип сети находит применение для электро-снабжения промпредприятий (рис. 2.2, 2.3) и отдельных районов городов (рис.2.4) на напряжении 110 кВ.

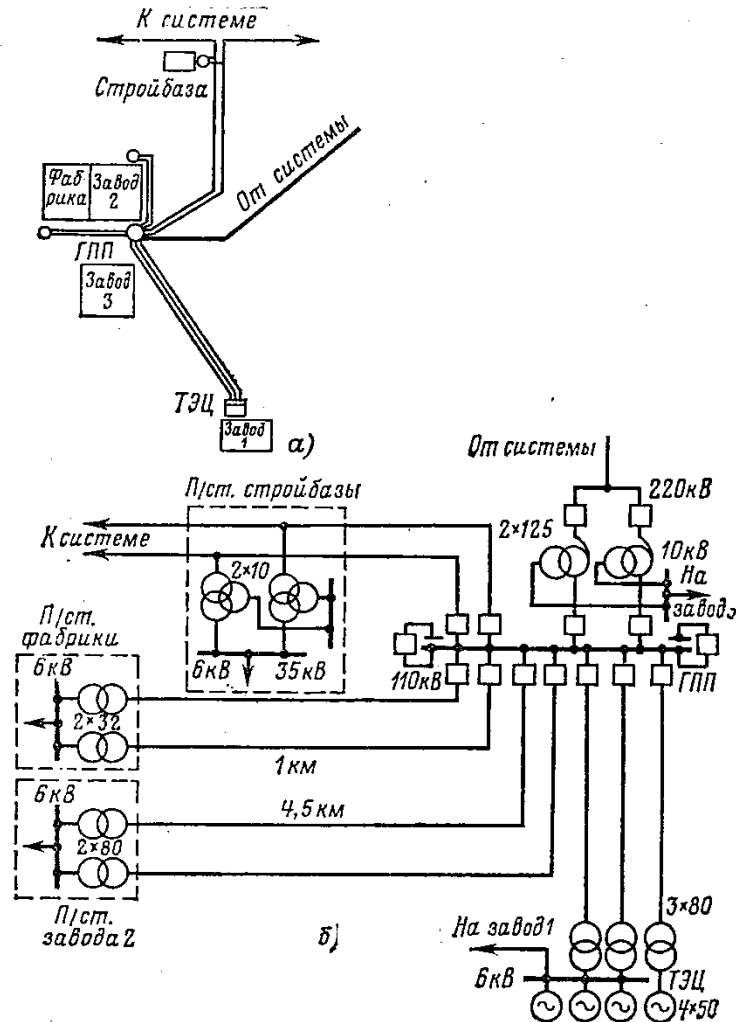


Рис.2.2. Схема внешнего электроснабжения химкомбината с нагрузкой 300 МВт:  
а — схема сети; б — схемы подстанций

Конфигурация Д1 (см. рис.2.1, д) находит широкое применение в сетях 110 кВ для электрификации сельской местности, а также в распределительных сетях 220 кВ, обеспечивая с наименьшими затратами максимальный охват территории.

Техническими ограничениями для конфигурации Д1 (см. рис.2.1, д) являются пропускная способность головных участков, которая должна обеспечи-

вать электроснабжение всех присоединённых подстанций в послеаварийном режиме выхода одного из них, а также предельное количество присоединённых подстанций.

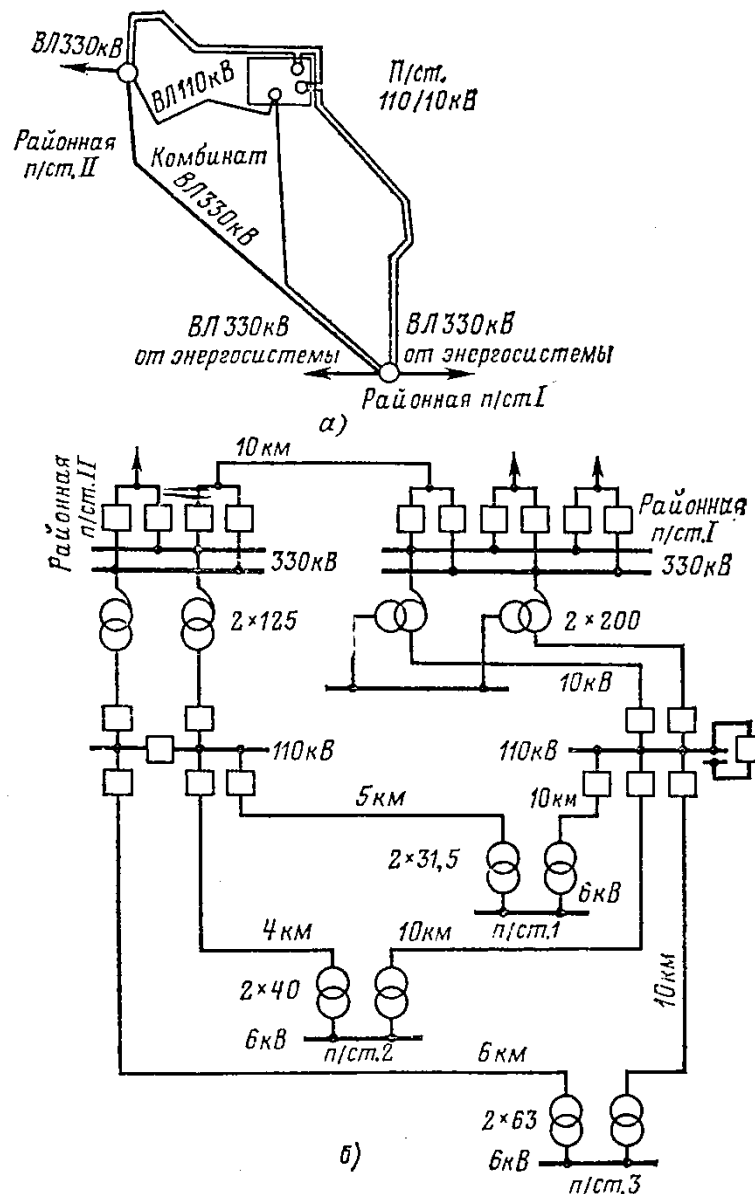


Рис.2.3. Схема внешнего электроснабжения завода минеральных удобрений с нагрузкой 150 МВт:  
а – схема сети; б – схемы подстанций

При возникновении технических ограничений для дальнейшего использования сети типа Д1 она может быть преобразована одним из способов, указанных на рис. 2.5. Схема на рис. 2.5, *а* является предпочтительной, так как не

усложняет конфигурацию сети, однако возможность ее применения обусловлена благоприятным размещением нового ЦП относительно рассматриваемой сети; схемы на рис. 2.5, б – г приводят к созданию узловых (У) и многоконтурных (М) конфигураций и усложнению схем отдельных подстанций; схемы на рис. 2.5, в и 2.5, г применяются в тех случаях, когда сооружение нового ЦП оказывается нецелесообразным.

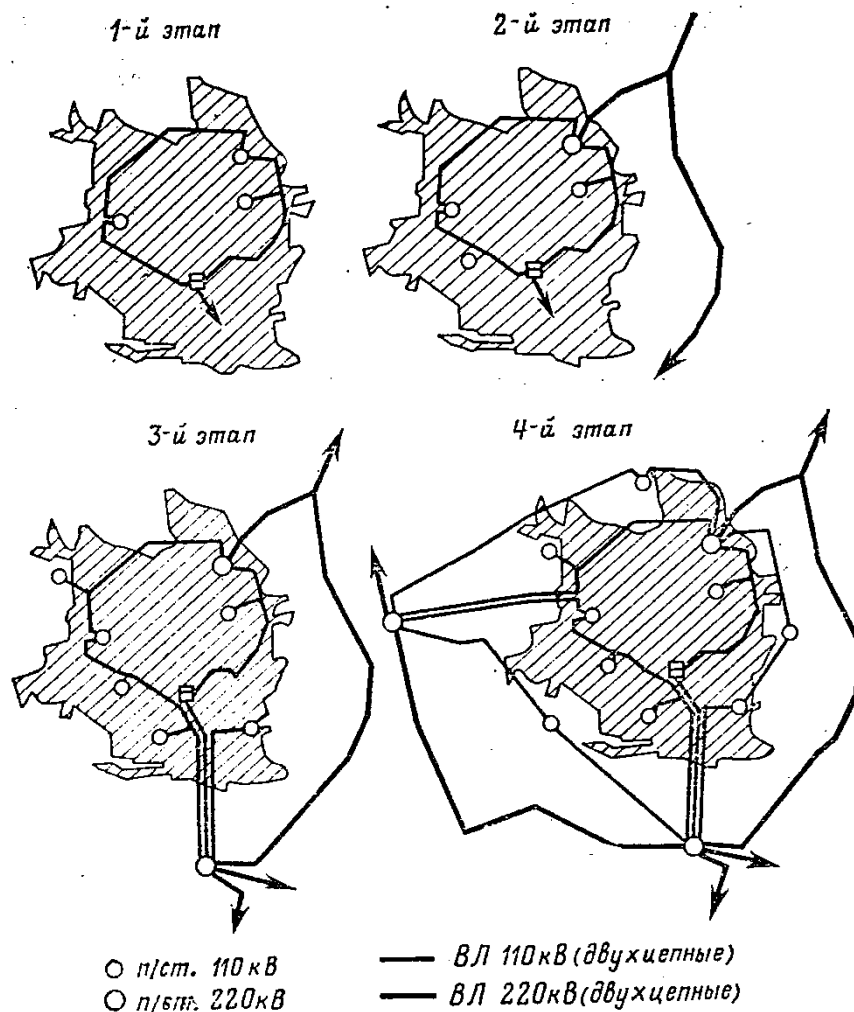


Рис.2.4. Этапы развития электроснабжающей сети крупного города

Конфигурация типа Д2 обладает большой пропускной способностью и может использоваться длительное время без преобразования в другие типы, применяется в сетях 110 кВ систем электроснабжения городов (см. рис. 2.4), а также в сетях 110...220 кВ для электроснабжения протяженных потребителей – электрифицируемых железных дорог и трубопроводов.

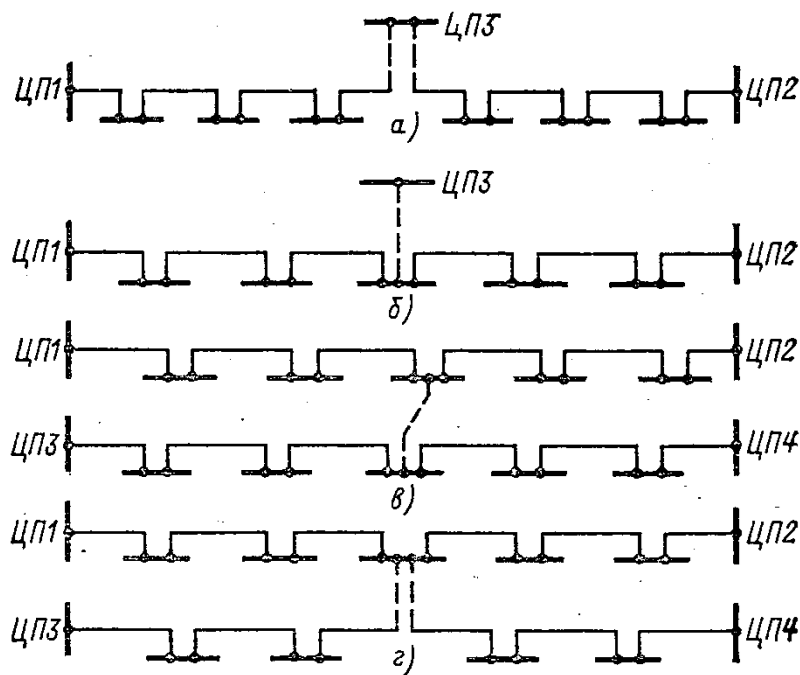


Рис.2.5. Варианты развития сети типа Д1:

а – заход на новый ЦП; б- сооружение ВЛ от нового ЦП; в – сооружение связи между двумя участками сети вида Д1; г – рассечка одной схемы сети вида Д1 и заход её на подстанцию другого участка сети

Замкнутые конфигурации, опирающиеся на один ЦП (31 и 32, рис.2.1)), используются, как правило, на первом этапе развития сети: первые – в сельской местности с последующим преобразованием в два участка типа Д1, вторые – в городах с последующим преобразованием в два участка типа Д2.

Применение *сложнозамкнутых конфигураций* распределительной сети (типов У, М) из-за присущих им недостатков (см. выше) нежелательно, однако в условиях развивающейся сети избежать их не удаётся. По мере появления новых ЦП следует стремиться к упрощению многоконтурной сети, при этом новые ЦП целесообразно размещать в её узловых точках.

*Системообразующие сети* характеризуются меньшим многообразием типов конфигурации. Здесь, как правило, применяются конфигурации Д1 и У, при этом в качестве узловых точек используются распредустройства электростанций и части подстанций сети. Конфигурация системообразующей сети усложняется тем больше, чем длительнее она развивается в качестве сети высшего класса

напряжения; после «наложения» сети следующего класса напряжения начинается процесс упрощения конфигурации сети низшего напряжения.

Определение *номинального напряжения* электропередачи представляет собой сложную технико-экономическую задачу, на решение которой влияют различные факторы. В практике проектирования используется метод сопоставительного проектирования ряда вариантов с различными напряжениями.

Задача выбора напряжения электропередачи связана также с выбором сечения проводов, числа параллельных проводов в фазе, числа цепей и решается комплексно. При выборе напряжения электропередачи необходимо считаться с действующим стандартом напряжений, который устанавливает следующие номинальные напряжения: 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 и 1150 кВ.

Выбор системы оптимальных номинальных напряжений в ОЭС и ЕЭС представляет собой комплексную задачу, требующую учета многих факторов [12]. Задача эта является наиболее сложной в энергетике вследствие того, что функции линий электропередачи могут резко изменяться во времени в зависимости от роста нагрузок, ввода и размещения новых генерирующих мощностей.

Напряжения электрических сетей переменного тока выбираются в соответствии со *шкалой номинальных напряжений*, принятых в большинстве региональных энергосистем России: 35–110–220–500–1150 кВ. В ОЭС Северо-Запада и частично в ОЭС Центра и Юга используется шкала 35–110–330–750 кВ [7]. В ОЭС Юга высшим напряжением является напряжение 500 кВ. В ОЭС Центра сети 330 и 750 кВ, а в ОЭС Юга сети 330 кВ развиваются, как правило, в пределах районных существующего распространения.

На современном этапе развития ЕЭС России системообразующие функции выполняют сети 500 кВ и выше, а в ряде энергосистем – 330 и 220 кВ.

Сочетания напряжений, входящих в разные шкалы, например 220–330 кВ, 330–500 кВ, 500–750 кВ, как правило, не должны применяться, кроме районов стыкования сетей, использующих разные шкалы номинальных напряжений. Количество подстанций, на которых намечено осуществить связь сетей с разными

шкалами напряжений, должно быть минимальным. Применение напряжения 150 кВ ограничивается в пределах Кольской энергосистемы.

Выбор напряжения передач постоянного тока выполняется при их проектировании.

Оптимальное напряжение отдельной линии не может быть обосновано без учёта имеющихся или возникающих в будущем электрических связей с объединённой или региональной энергосистемой. Выбор напряжений отдельных линий без учета условия развития энергосистемы в целом и возникновения межсистемных связей приводит к нерациональным решениям – существованию, например, 53 номинальных напряжений в диапазоне 22...345 кВ в США; аналогичное положение имеет место в Японии, Австралии и некоторых других странах [12].

Основными факторами, определяющими выбор оптимального значения номинального напряжения отдельных линий электропередачи, являются, как известно, длина линии, её пропускная способность, режим передачи мощности и энергии в течение определенного расчётного периода, технические и экономические характеристики имеющегося оборудования и стоимость потерь энергии и мощности.

На рис. 2.6 приведены области экономического применения различных номинальных напряжений в координатах длины и мощности электропередачи, разработанные в институте Энергосетьпроект.

Кривые на рис. 2.6 являются лишь иллюстрацией технико-экономических соотношений, поэтому при проектировании для окончательного выбора напряжения передачи необходимо проводить расчёты конкурирующих вариантов.

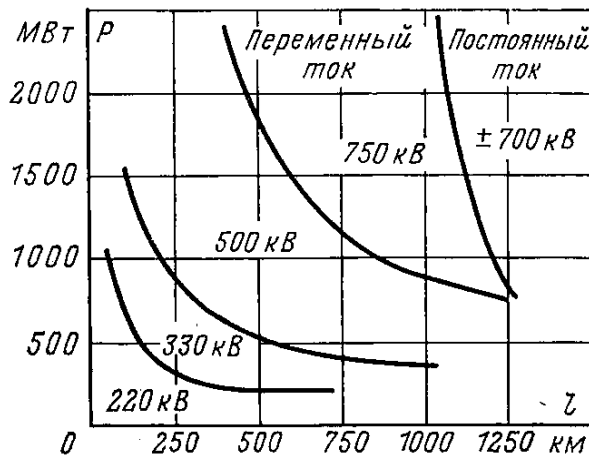


Рис.2.6. Области экономического применения различных номинальных напряжений

Выбор напряжения может быть произведён по данным, полученным на основе опыта проектирования электрических сетей (табл. 2.1) и по эмпирическим формулам, например, по формуле Г.А. Илларионова [7]

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + \frac{2500}{P}}},$$

где  $P$  — нагрузка на одну цепь, МВт;  
 $l$  — длина цепи ЛЭП, км.

Таблица 2.1. — Пропускная способность и дальность передачи линий

Напряже- ние ли- нии, кВ	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Передаваемая мощность, МВт		Длина линии электропере- дачи, км	
		натуральная	при плотно- сти тока 1,1 А/мм <sup>2</sup>	предельная при КПД 0,9	средняя между сосед- ними ПС
110	70...240	30	13...45	80	25
220	240...400	135	90...150	400	100
330	2×240...2×400	360	270...450	700	130
500	3×300...3×500	900	770...1300	1200	280
750	5×300...5×400	2100	1500...2000	2200	300
1150	8×300...8×500	5200	4000...6000	3000	-

В случае, когда передаваемая мощность существенно превышает натуральную мощность линии или когда мощность приёмной системы того же порядка, что и мощность передачи, нельзя сооружать передачу одноцепной и необходимо определить оптимальное число параллельных цепей электропередачи высокого напряжения.

При сооружении дальней электропередачи значительно повышается доля затрат на сооружение линии. Капитальные затраты на подстанции при увеличении числа цепей изменяются мало. Приближённо можно принять, что они не



зависят от числа цепей, поскольку с увеличением числа цепей уменьшаются расходы на подстанциях, связанные с обеспечением пропускной способности (установки продольной компенсации, статические компенсаторы и пр.).

Одновременно увеличиваются затраты на шунтирующие реакторы и ячейки выключателей. На рис. 2.7 приведены относительные величины капитальных вложений в сооружение передачи при различном числе цепей и неизменном числе приёмных подстанций.

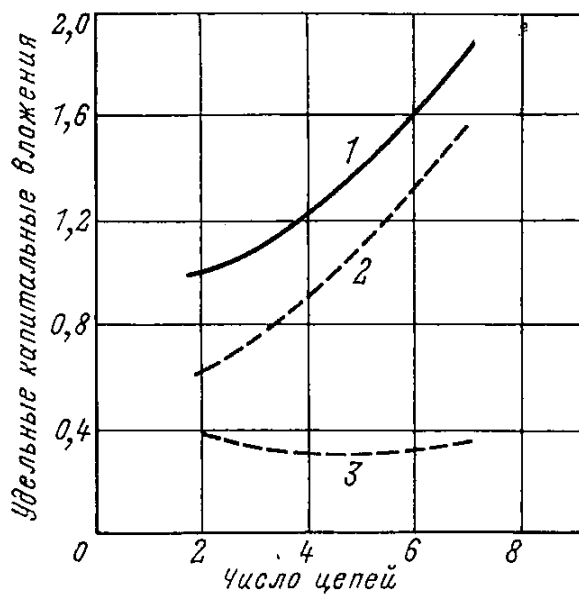


Рис. 2.7. Относительные значения капитальных вложений в сооружение электропередачи 1000 МВт на расстояние 1000 км:

1 — суммарные капитальные вложения; 2 — линии; 3 — подстанции

При напряжении 110 кВ и выше необходимо также учитывать потери электроэнергии, вызываемые коронированием проводов (рис. 2.8) и ёмкостными токами (табл. 2.2).

Для длинной линии электропередачи, несмотря на наличие шунтирующих реакторов, большие ёмкостные токи определяют значительную роль активных потерь в режиме холостого хода и малых нагрузок.

Увеличение числа параллельных цепей линии вызывает пропорциональное увеличение потерь холостого хода и потерь, вызываемых короной.

Таблица 2.2. — Токи и мощности холостого хода ЛЭП

Напряжение, кВ	Зарядный ток, А/км	Зарядная мощность, квар/км	Напряжение, кВ	Зарядный ток, А/км	Зарядная мощность, квар/км
35	0,06	3,6	500	0,72	500,0
110	0,20	38,4	750	1,77	2300,0
220	0,34	128,5	1150		5859,0
330	0,52	270,2			

При одной и той же передаваемой мощности увеличение числа параллельных цепей вызывает ухудшение экономических показателей передачи и может быть оправдано лишь требованиями надёжности и устойчивости.

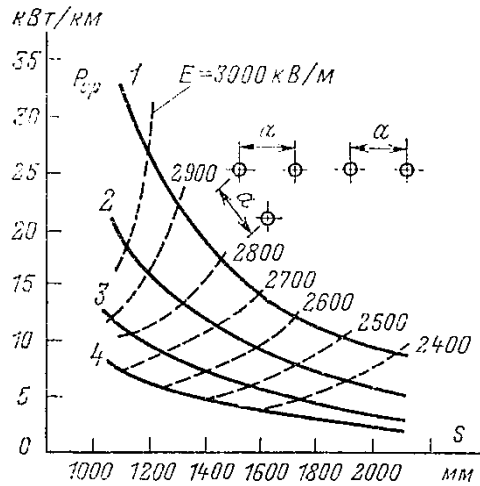


Рис. 2.8. Среднегодовые потери мощности на корону  $P_{cp}$  и напряжённость поля

На рис. 2.8 сплошными линиями показано изменение потерь мощности на корону, а пунктирными линиями — напряжённость электрического поля на поверхности провода. Из приведённого рисунку видно, что с увеличением числа проводов в каждой фазе от 1 до 4 ЛЭП 500 кВ потери мощности на корону снижаются. Например, при суммарном сечении фазы в 1200 мм<sup>2</sup> потери мощности

для четырёх проводов в фазе в 6 раз меньше потерь при одном проводе в фазе.

### 2.3. Схемы присоединения подстанций к сети

Понижающие подстанции предназначены для распределения энергии по сети НН и создания пунктов соединения сети ВН (коммутационных пунктов). Определяющей для выбора места размещения подстанции является схема сети НН, для питания которой предназначена рассматриваемая подстанция. Оптимальная мощность и радиус действия подстанции определяются плотностью нагрузок в районе ее размещения и схемой сети НН.

Схемы электрических соединений подстанций выбирают в зависимости от их назначения [7, 9]. По способу присоединения к линиям электропередачи различают *тупиковые* (рис. 2.9, а, г), *ответвительные* (рис. 2.9, б, д, ж, и), *проходные* (рис. 2.9, в, е, з, л) и *узловые* (рис. 2.9, к) подстанции.

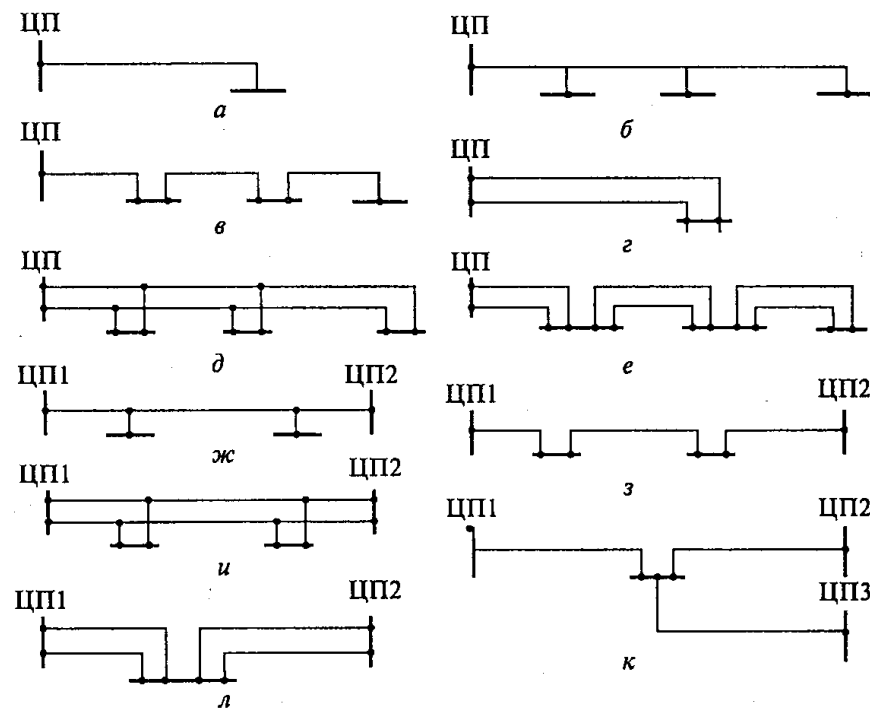


Рис. 2.9. Основные типы присоединения подстанций к сети:  
а, б, в – радиальной с одной ВЛ; г, д, е – двойной радиальной; ж, з, и – с двумя центрами питания; к, л – с тремя и более центрами питания (ЦП)

Большинство подстанций присоединяется к сети по двум линиям, при этом уменьшается доля подстанций, присоединяемых на первом этапе по одной линии. Удельный вес узловых подстанций увеличивается с ростом напряжения сети, одновременно снижается доля тупиковых и ответвительных подстанций. Наиболее распространённым типом подстанции 110...330 кВ является проходная.

Анализ схем построения электрической сети 110...330 кВ показывает, что к узловым подстанциям присоединяют до четырёх ВЛ; большее число линий является, как правило, следствием неуправляемого развития сети, неудачного выбора конфигурации или запаздывания сооружения в рассматриваемой точке сети ЦП высшего напряжения.

Целесообразно применять для вновь сооружаемых подстанций схемы проходных и узловых присоединений (см. рис. 2.9). Эти схемы обладают более высокими показателями надёжности электроснабжения потребителей.

Выбор схем распределительных устройств (РУ) подстанций выполняется из числа типовых (рис. 2.10, табл. 2.3) с учетом их области применения [13]. На стороне ВН и СН подстанций это, как правило, открытые РУ (ОРУ).

Таблица 2.3. – Характеристики некоторых типовых схем РУ 35...750 кВ

Номер типовой схемы на рис. 2.10	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия
		Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Количество присоединяе- мых линий	
5Н	Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	35...220	ВН	2	Проходные ПС при необходимости сохранения в работе трансформаторов при повреждении на ВЛ
7	Четырёхугольник	220...750	ВН	2	1. Альтернатива схеме «мостика» для ПС 110 – 220 кВ. 2. Для ПС 330 – 750 кВ как начальный этап более сложных схем
9	Одна секционированная система шин	35...220	ВН, СН, НН	3 и более	Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию
9Н	Одна секционированная система шин с подключением трансформаторов через развилку из двух выключателей	110...220	ВН, СН	3 и более	1. Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию. 2. При повышенных требованиях к сохранению в работе трансформаторов
12Н	Одна рабочая секционированная и обходная системы шин с подключением трансформаторов через развилку из двух выключателей	110...220	ВН, СН	3 и более	При повышенных требованиях к сохранению в работе трансформаторов
16	Трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий	220...750	ВН, СН	5...6	
17	Полуторная схема	220...750	ВН, СН	6 и более	

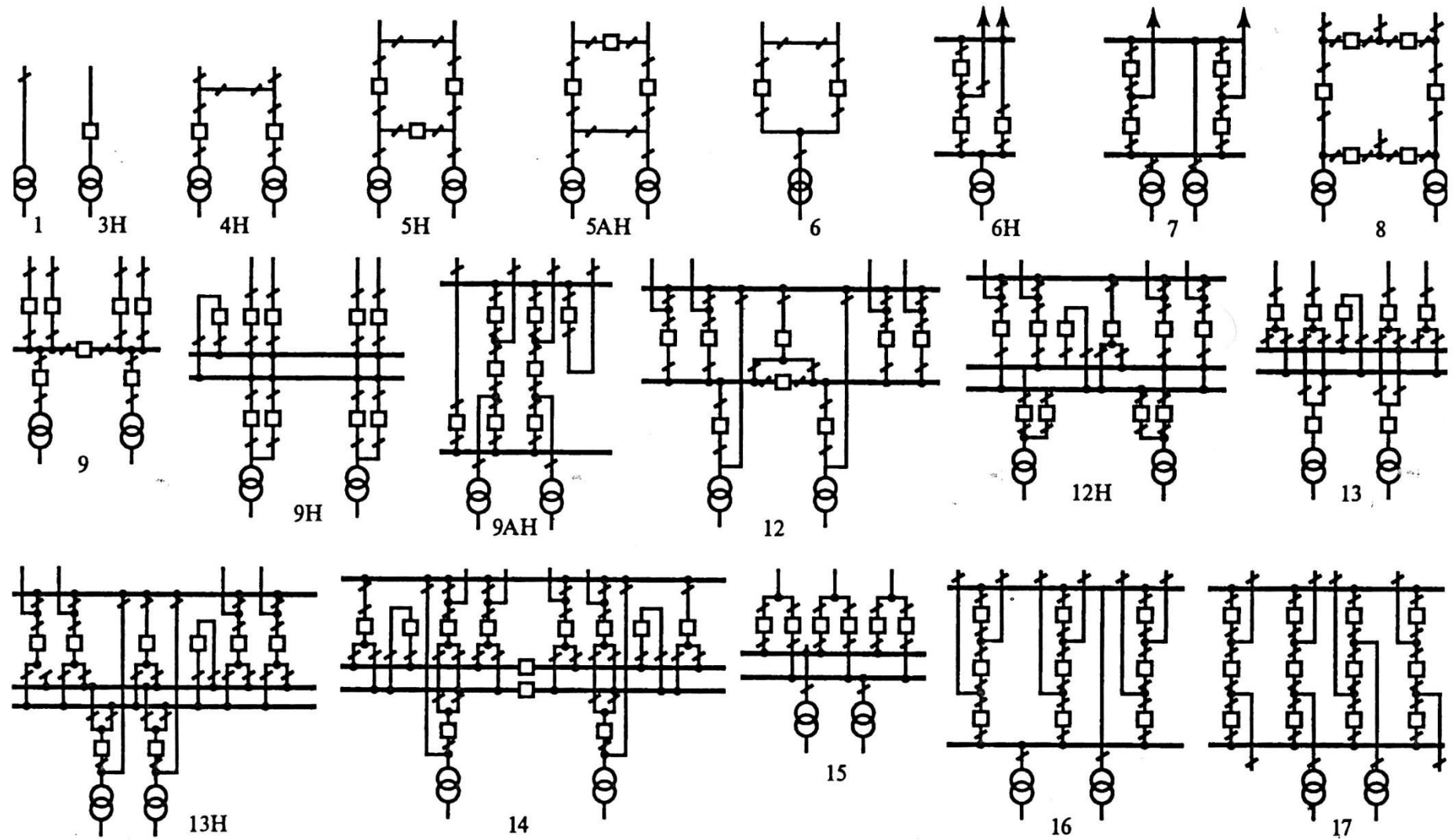


Рис.2.10. Типовые схемы РУ 35...750 кВ. Цифры – номера типовых схем

Основной рекомендуемой схемой для РУ СН 110...220 кВ является одинарная секционированная система шин (рис. 2.10, схема 9).

Схемы РУ 10(6) кВ приведены на рис. 2.11 [7]. Схема с одной секционированной системой шин (рис. 2.11 б, в) применяется при двух трансформаторах с нерасщеплёнными обмотками НН. Схема с двумя секционированными шинами (рис. 2.11 г) используется при двух трансформаторах с расщеплёнными обмотками НН.

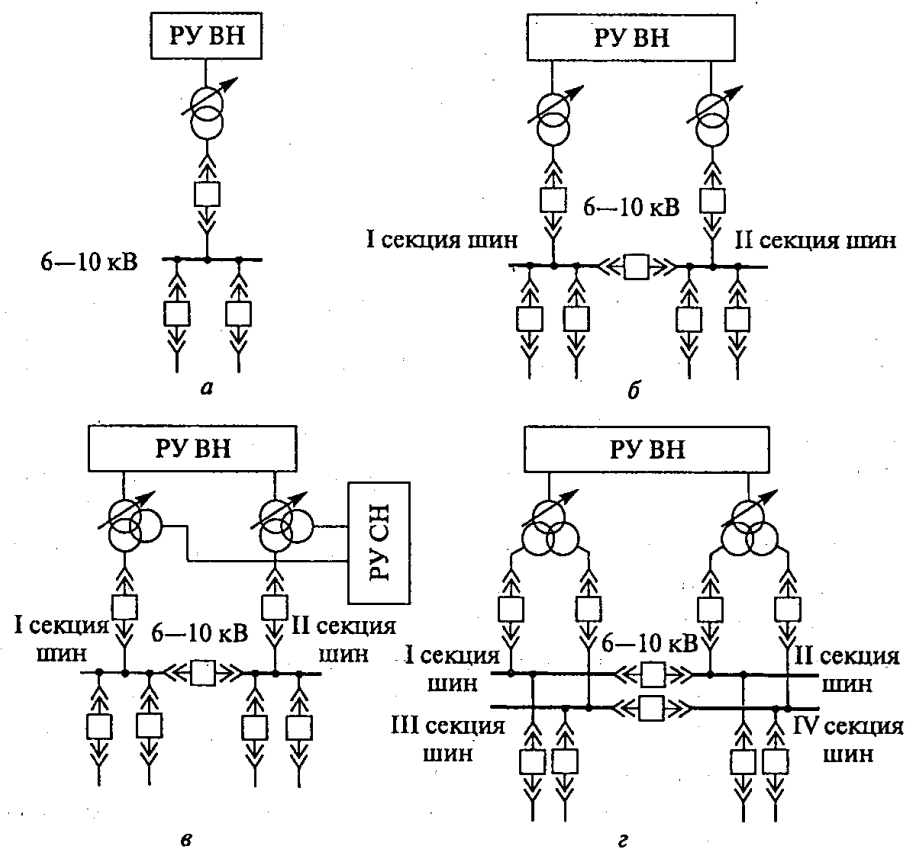


Рис.2.11. Схемы РУ низшего напряжения:  
а – с одной несекционированной системой шин; б, в – с одной секционированной системой шин; г – с двумя секционированными системами шин

Количество отходящих линий на сторонах СН и НН определяется их пропускной способностью и установленной мощностью трансформаторов (табл. 2.4).

Целесообразное количество ВЛ 110 кВ, отходящих от подстанций с ВН 220...330 кВ приведено ниже:

Мощность автотрансформаторов, МВ·А	2×63	1×125	2×200
Количество ВЛ 110 кВ	4	6...8	10...12

Таблица 2.4. – Количество линий 10 и 35 кВ на подстанциях 110 кВ

Число и мощность трансформаторов, МВ·А	Количество ВЛ 35 кВ	Количество линий 10 кВ для трансформаторов	
		трёхобмоточных	двухобмоточных
2×6,3	2	4	8
2×10	2	8	12
2×16	4	12	18
2×25	4	16	24
2×40	4	24	32

## 2.4. Выбор сечений проводников ВЛ и КЛ

Выбор экономически целесообразных сечений проводов линий производится с целью обеспечения минимума дисконтированных затрат (1.4) на сооружение и эксплуатацию линий сети. При увеличении сечений увеличиваются затраты цветного металла и повышается стоимость линий, но уменьшаются потери энергии.

В связи с дискретностью изменения сечений проводов большими ступенями практически приемлемым оказывается приближённое решение: для каждой линии сечение проводов выбирается обычно независимо. При этом применяют два несколько различных приёма расчёта: по экономической плотности тока и с помощью экономических интервалов [14]. Первый метод является более простым, но с помощью второго метода можно, например, более правильно учесть фактические стоимости линий.

Экономическая плотность тока приближённо определяется при условии, что погонная стоимость (на единицу длины) линии линейно зависит от сечения  $F$  проводов:

$$K_0 = (a + bF),$$

где  $a$  – постоянная составляющая стоимости одного километра линии;

$b$  – коэффициент удорожания.

Для ВЛ напряжением до 220 кВ и длиной  $L$ , срок строительства которых (см. табл. 1.4) не превышает одного года, а эксплуатационные издержки неизменны в течение всего жизненного цикла ( $T_{\text{сл}}=50$  лет), дисконтированные затраты (1.5) могут определяться по формуле

$$З = EK + И, \quad (2.1)$$

где  $K = (a + bF)L$ ;

$$И = \alpha_a^{\text{д}} K + \alpha_{\text{обсл}} K + И_{\text{пот}} = \alpha K + 3I_{\text{max}}^2 r_0 L \tau \beta. \quad (2.2)$$

Здесь  $\alpha_a^{\text{д}}$  – дисконтированная норма амортизации  $\alpha_a^{\text{д}} = E / \left( (1 + E)^{T_{\text{сл}}} - 1 \right)$ ;

$\alpha_{\text{обсл}}$  – норма отчислений на обслуживание и ремонт;

$И_{\text{пот}}$  – затраты на возмещение потерь электроэнергии;

$I_{\text{max}}$  – максимальный ток линии;

$r_0$  – погонное сопротивление линии, зависящее от сечения провода и удельной проводимости материала провода  $r_0 = \rho / F$ ;

$\tau$  – число часов наибольших потерь;

$\beta$  – стоимость одного кВт·ч потерь электроэнергии.

Подставив (2.2) в (2.1), запишем

$$З = (E + \alpha)(a + bF)L + 3I_{\text{max}}^2 \frac{\rho}{F} L \tau \beta = З_0 + З_1 F + \frac{З_2}{F}; \quad (2.3)$$

$$\begin{cases} З_0 = (E + \alpha)aL, \\ З_1 = (E + \alpha)bL, \\ З_2 = 3I_{\text{max}}^2 \rho L \tau \beta. \end{cases} \quad (2.4)$$

В состав дисконтированных затрат (2.3) входят три составляющие, зависимость которых от сечения показана на рис. 2.12.



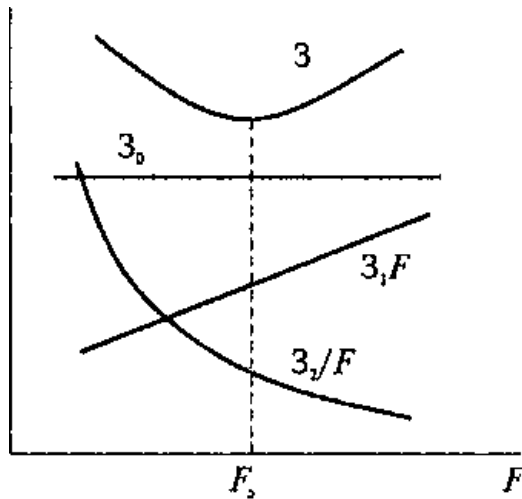


Рис.2.12. Зависимости составляющих затрат от сечения проводов

Сечение  $F_{\text{э}}$ , соответствующее минимуму затрат (2.3) определяется из условия

$$\frac{dZ}{dF} = 3_1 - \frac{3_2}{F^2} = 0.$$

Отсюда экономическое сечение

$$\begin{aligned} F_{\text{э}} &= \sqrt{\frac{3_2}{3_1}} = \sqrt{\frac{3I_{\text{max}}^2 \rho \tau \beta}{(E + \alpha)b}} = \\ &= I_{\text{max}} \sqrt{\frac{3\rho \tau \beta}{(E + \alpha)b}} = \frac{I_{\text{max}}}{j_{\text{э}}}, \end{aligned}$$

где экономическая плотность тока

$$j_{\text{э}} = \sqrt{\frac{(E + \alpha)b}{3\rho \tau \beta}}. \quad (2.5)$$

Число часов наибольших потерь  $\tau$  определяется в зависимости от числа часов использования максимума нагрузки линии (рис.2.13).

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ-7) [14] нормированы значения *экономической плотности тока* (табл. 2.5).

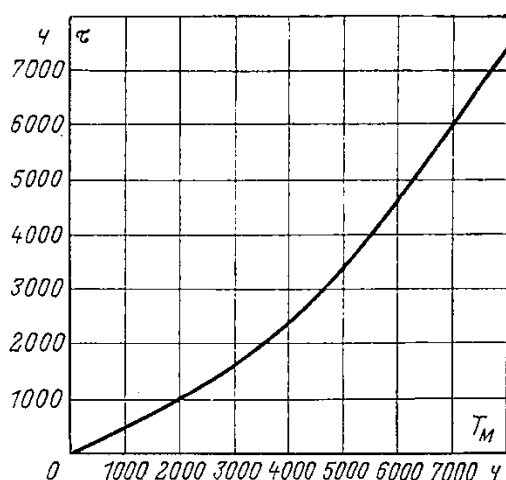
Таблица 2.5. – Нормированные значения плотности тока для ВЛ и КЛ

Проводники	Плотность тока, А/мм <sup>2</sup> , при числе часов использования максимума нагрузки $T_{\text{м}}$ , ч/год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
1	2	3	4
Неизолированные провода и шины: медные	2,5	2,1	1,8

алюминиевые	1,3	1,1	1,0
-------------	-----	-----	-----

Продолжение табл. 2.5

1	2	3	4
Кабели с бумажной, резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Рис.2.13. Зависимость времени потерь  $\tau$  от числа часов использования максимума нагрузки

Суммарное расчётное сечение проводов фазы проектируемой линии равно:

$$F = \frac{I_p}{j_{\Sigma}}, \quad (2.6)$$

где  $I_p$  – расчётный ток, А;

$j_{\Sigma}$  – нормированная плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

Увеличение числа линий (цепей) сверх требуемого по условиям надёжности для удовлетворения экономической плотности тока обосновывается технико-экономическими расчётами. Во избежание увеличения числа линий (цепей) допускается двукратное превышение  $j_{\Sigma}$  из табл. 2.5 [14].

Значение  $I_p$  определяется по выражению [7]:

$$I_p = I_5 \alpha_i \alpha_T,$$

где  $I_5$  – ток линии на пятый год её эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для линий основной сети по расчётным планируемым потокам мощности. Для линий распределительной сети  $I_5$  определяется расчётом потоков распределения при прохождении максимума нагрузки энергосистемы;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии. Для линий 35...220 кВ значение  $\alpha_i$  может быть принято равным 1,05, что соответствует математическому ожиданию этого коэффициента в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки ВЛ ( $T_m$ ), а коэффициент  $K_m$  отражает участие нагрузки ВЛ в максимуме энергосистемы (табл. 2.6).

Таблица 2.6. – Усредненные значения коэффициента  $\alpha_T$

Напряжение ВЛ, кВ	Коэффициент участия в максимуме энергосистемы $K_m$	Значение коэффициента при числе часов использования максимума нагрузки $T_m$ , ч/год		
		до 4000	4000...6000	более 6000
35 – 330	1,0	0,8	1,0	1,3
	0,8	0,9	1,2	1,6
	0,6	1,1	1,5	2,2

Расчётное сечение провода должно быть округлено до ближайшего стандартного.

Основным достоинством выбора площади сечения проводников линий по нормативной экономической плотности тока является его простота.

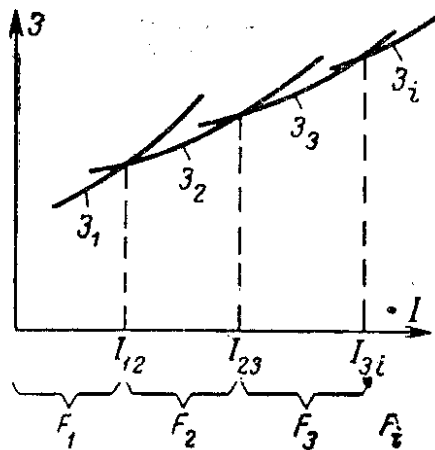
Однако такой подход имеет много недостатков. Расчётная площадь сечения проводников, определяемая по формуле (2.6), обычно не совпадает со стандартной, поэтому приходится производить округление. При определении экономической плотности тока по формуле (2.5) полагалось, что соблюдается линейная зависимость между капитальными затратами и площадью сечения проводников. Не учитывалась стоимость потерь энергии холостого хода.

Некоторые из перечисленных недостатков устраняются при выборе площади сечения проводников на основе предварительного определения экономических интервалов нагрузки [7, 12]. Экономические интервалы можно получить, пользуясь дискретными значениями погонной стоимости линий  $K_i$  с проводами разных сечений  $F_i$ . При этом можно учесть и другие факторы (например, потери мощности при короне  $\Delta P_{\text{кор } i}$ ).

Для каждого из рассматриваемых сечений проводов  $F_i$  определяются дисконтированные затраты как функция тока нагрузки линии  $I_{\text{max}}$ .

$$Z = (E + \alpha) K_i + 3 I_{\text{max}}^2 \frac{\rho}{F_i} \tau \beta + \Delta P_{\text{кор } i} 8760 \beta.$$

На рис. 2.14 представлены зависимости дисконтированных затрат  $Z$  для линий с сечениями  $F_1 - F_i$  от тока нагрузки.



Выбранные провода должны быть проверены по допустимой токовой нагрузке по нагреву  $I_{\text{доп}}$ :

$$I_{\text{р.н}} \leq I_{\text{доп}},$$

где  $I_{\text{р.н}}$  – расчётный ток для проверки проводов по нагреву.

Рис.2.14. Экономические интервалы нагрузки

Расчётными режимами могут являться нормальные или послеаварийные режимы, а также периоды ремонтов других элементов сети, возможных неравномерностей распределения нагрузки между линиями и т. п.

Допустимые длительные токи для проводов марок АС и АСК приведены в табл. 2.7, а поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов – в табл. 2.8 [9].

Максимально возможные сечения проводов из условия механической прочности типовых опор составляют:

- для ВЛ-35 кВ – 150 мм<sup>2</sup>;
- для ВЛ-110 кВ – 240 мм<sup>2</sup>;
- для ВЛ-220 кВ – 500 мм<sup>2</sup>.

Таблица 2.7. – Допустимые длительные токи для неизолированных проводов марок АС и АСК, применяемых на ВЛ 35...330 кВ при температуре воздуха +25 °С

Сечение (алюминий/сталь), мм <sup>2</sup>	Ток, А	Сечение (алюминий/сталь), мм <sup>2</sup>	Ток, А
35/6,2	175	300/39	710
50/8	210	300/48	690
70/11	265	330/27	730
95/16	330	400/22	830
120/19	390	400/51	825
150/24	450	400/64	860
185/29	510	500/27	960
240/39	610	500/64	945

Таблица 2.8. – Поправочные коэффициенты на температуру воздуха для неизолированных проводов

Расчетная температура воздуха, °С	Нормированная температура про- вода, °С	Поправочные коэффициенты при фактической температуре воздуха, С°											
		–5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
25	70	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Минимально возможные сечения неизолированных проводов по условиям механической прочности проводов для ВЛ приведены в табл. 2.9.

Таблица 2.9. – Минимально допустимые сечения неизолированных проводов по условиям механической прочности для ВЛ свыше 1 кВ

Характеристика ВЛ	Сечение проводов, мм <sup>2</sup>
-------------------	-----------------------------------

	алюминиевых и из нетермообра- ботанного алю- миниевого сплава	из термообра- ботанного алюминиевого сплава	сталеалю- миниевых	сталь- ных
1	2	3	4	5
ВЛ без пересечений в районах по го- лоледу:				
до II	70	50	35/6,2	35
в III–IV	95	50	50/8	35
в V и более	–	–	70/11	35

Продолжение табл. 2.9

1	2	3	4	5
Пересечения ВЛ с судоходными ре- ками и инженерными сооружениями в районах по гололеду:				
до II	70	50	50/8	35
в III–IV	95	70	50/8	50
в V и более	–	–	70/11	50
ВЛ, сооружаемые на двухцепных или многоцепных опорах:				
до 20 кВ	–	–	70/11	–
35 кВ и выше	–	–	120/19	–

Проверке по условиям короны подлежат ВЛ 110 кВ и выше, прокладываемые по трассам с отметками выше 1500 м над уровнем моря. При более низких отметках проверка не производится, если сечения проводов равны минимально допустимым по условиям короны или превышают их (табл. 2.10).

Таблица 2.10. – Минимальный диаметр проводов ВЛ по условиям короны, мм

Напряжение ВЛ, кВ	Фаза с проводами	
	одиночными	два и более
110	11,4 (АС 70/11)	–
150	15,2 (АС 120/19)	–
220	21,6 (АС 240/32) 24,0 (АС 300/39)	–
330	33,2 (АС 600/72)	2 × 21,6 (2 × АС 240/32) 3 × 15,2 (3 × АС 120/19) 3 × 17,1 (3 × АС 150/24)
500	–	2 × 36,2 (2 × АС 700/86) 3 × 24,0 (3 × АС 300/39) 4 × 18,8 (4 × АС 185/29)
750	–	4 × 29,1 (4 × АС 400/93)

## 2.5. Выбор трансформаторов на подстанциях

Выбор количества трансформаторов (автотрансформаторов) зависит от требований к надёжности электроснабжения, потребителей питающихся от подстанций, и является, таким образом, технико-экономической задачей.

На подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше, как правило, устанавливаются автотрансформаторы (АТ), обладающие рядом преимуществ по сравнению с трансформаторами (меньшие масса, стоимость и потери энергии при той же мощности).

В практике проектирования на подстанциях всех категорий предусматривается, как правило, установка двух трансформаторов. Применение однострансформаторных подстанций допускается [7]:

- в качестве первого этапа сооружения двухтрансформаторной подстанции при постепенном росте нагрузки. При этом должно быть обеспечено резервирование электроснабжения потребителей по сетям вторичного напряжения;
- для питания неотвечественных потребителей, допускающих перерыв электроснабжения на время достаточное для замены поврежденного трансформатора.

При существующей шкале номинальных мощностей трансформаторов можно заметно снизить необходимую суммарную мощность на подстанции при увеличении количества трансформаторов свыше двух. Однако несмотря на это, капитальные затраты и эксплуатационные расходы в целом по подстанции получаются, как правило, большими вследствие роста удельных затрат на 1 кВ·А с уменьшением единичной мощности трансформатора. С учётом изложенного установка на подстанциях более двух трансформаторов (АТ) применяется в следующих случаях:

- 1) на подстанциях промышленных предприятий, если необходимо выделить по режиму работы толчковые нагрузки (электропечи и т. п.);
- 2) если по технико-экономическим соображениям целесообразно использование на подстанции двух средних напряжений;
- 3) если для покрытия нагрузки недостаточно предельной мощности двух АТ по существующей шкале (например, 330/110 кВ, 200 МВ·А);
- 4) если вариант групп из двух спаренных трехфазных АТ имеет технико-экономические преимущества по сравнению с группами из однофазных АТ.

В трёх последних случаях два АТ, как правило, подключаются на стороне ВН под общий выключатель.

Мощность трансформаторов выбирается по нагрузке пятого года эксплуатации подстанции, считая с года ввода первого трансформатора.

Суммарная установленная мощность трансформаторов должна удовлетворять условиям

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{S_{\text{max}}}{n_{\text{тр}}}; \quad (2.7)$$

$$S_{\text{тр}} \geq \frac{S_{\text{ав}}}{K_{\text{ав}} (n_{\text{тр}} - n_{\text{отк}})}, \quad (2.8)$$

где  $n_{\text{тр}}$ ,  $S_{\text{тр}}$  – количество и единичная мощность трансформаторов;

$S_{\text{max}}$  – максимальная нагрузка подстанции в нормальном режиме;

$S_{\text{ав}} = S_{\text{max}} - S_{\text{рез}}$  – нагрузка подстанции в послеаварийном режиме выхода одного трансформатора при резервировании части нагрузки по сетям вторичного напряжения;

$n_{\text{отк}}$  – количество отключённых трансформаторов;

$K_{\text{ав}}$  – коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов в аварийных случаях.



Если коэффициент начальной нагрузки не больше 0,93, то трансформаторы допускают в течение не более 5 суток перегрузку на 40 % ( $K_{ав} = 1,4$ ) сверх номинального тока на время максимумов нагрузки общей продолжительностью не более 6 ч/сут. Поэтому для двухтрансформаторной подстанции при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения мощность каждого трансформатора принимается равной  $0,7 \cdot S_{max}$ . При наличии резервирования мощность каждого трансформатора должна быть равной  $0,7 \cdot S_{max}$ , но не менее  $S_{max}/2$ . Затем выбирают ближайшее большее стандартное значение номинальной мощности трансформатора с учётом требуемых номинальных напряжений.

Мощность однострансформаторной подстанции определяется максимальной загрузкой трансформатора в нормальном режиме (до 100 %).

При установке на подстанции одной группы однофазных трансформаторов предусматривается одна резервная фаза.

Увеличение мощности однострансформаторных подстанций осуществляется, как правило, путем установки второго трансформатора, двухтрансформаторных – заменой трансформаторов более мощными.

При выборе АТ решаются две специфические задачи: выбор напряжения обмотки НН (35 или 10 кВ) и проверка загрузки общей обмотки. Выбор напряжения обмотки НН определяется следующими факторами:

- наличием вблизи площадки подстанции достаточно крупного потребителя, электроснабжение которого целесообразно осуществлять на напряжении 10 кВ;
- необходимостью и целесообразностью установки на подстанции синхронных компенсаторов, присоединяемых на напряжении 10 кВ;
- целесообразностью установки на подстанции шунтовых конденсаторных батарей на напряжение 35 кВ.

В условиях, когда возможны перетоки мощности из сети СН и ВН в сеть НН, и в случаях присоединения к обмотке НН синхронных компенсаторов требуется проверка загрузки общей обмотки АТ, которая может быть выполнена по формуле

$$S_o = \alpha S_{\text{ВН}} + S_{\text{НН}} \leq \alpha S_{\text{НОМ}},$$

где  $S_o$  – загрузка общей обмотки;

$S_{\text{ВН}}$   $S_{\text{НН}}$  – соответственно загрузка обмотки ВН и НН;

$S_{\text{НОМ}}$  – номинальная мощность АТ;

$\alpha = (U_{\text{ВН}} - U_{\text{СН}}) / U_{\text{ВН}}$  – коэффициент выгодности АТ.

Трансформаторы (АТ) принимаются со встроенным регулированием напряжения под нагрузкой (РПН). Установка отдельных последовательных регулировочных трансформаторов допускается только при отсутствии соответствующих трансформаторов (АТ) с РПН (в частности, при питании потребителей от обмоток НН АТ).

### **3. РАСЧЁТЫ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ**

#### **3.1. Задачи расчёта и расчётные режимы**

Целью расчётов режимов является определение параметров режимов и прежде всего напряжений во всех узлах, токов и мощностей во всех ветвях, кроме этого вычисление потерь мощности во всех элементах и в сети в целом.

По значениям указанных параметров определяются [6]:

- загрузка элементов сети, соответствие пропускной способности сети ожидаемым потоком мощности;
- сечения проводов и кабелей и мощности трансформаторов и автотрансформаторов;
- уровни напряжения в узлах и элементах сети и мероприятия, обеспечивающие поддержание напряжения в допустимых пределах; потери мощности и электроэнергии для оценки экономичности работы сети и эффективности способов снижения потерь;
- уровни токов КЗ, соответствие существующей или намечаемой к установке аппаратуры ожидаемым токам КЗ, мероприятия по ограничению токов КЗ;
- пропускная способность сети по условиям устойчивости;
- интегральные показатели условий работы сети в целом за длительный период (например, год) — передаваемая энергия, средние значения отдельных параметров режима (напряжения в узлах, загрузка трансформаторов, плотности тока в линиях электропередачи и т. п.) или диапазон изменения значения какого-либо параметра для расчётных элементов сети и др.

При анализе ожидаемых в перспективе установившихся режимов рассматривают расчётные длительные (регулярные) потоки мощности по сети, которые могут иметь место в нормальных режимах работы энергосистем, и расчётные

максимальные (нерегулярные) потоки, определяемые случайными отклонениями от нормальных режимов. Условия возникновения тех и других перетоков активной мощности рассмотрены в п.1.3. На формирование потоков реактивной мощности кроме факторов, определяющих потоки активной мощности, значительное влияние оказывают потери реактивной мощности в сети и зарядная мощность линий напряжением 220 кВ и выше. Выдачу реактивной мощности в соседние энергосистемы можно учитывать по режиму максимальной расчётной выдачи активной мощности при  $\cos \varphi_{\text{ср}} = 0,9 \dots 0,95$  для ВЛ 35...220 кВ и  $0,95 \dots 1,0$  для ВЛ более высоких напряжений.

При разработке схем развития электрических сетей подсчёт реактивной мощности нагрузки производится путём умножения расчётной активной мощности нагрузки, приведённой к шинам, на усреднённый  $\operatorname{tg} \varphi$  на шинах [7]:

напряжением, кВ:

6...10: электростанций (кроме СН)	0,62
подстанций	0,40
35	0,50
110	0,55
220	0,60

Для выявления наибольших значений расчётных длительных потоков мощности, как правило, достаточно ограничиться рассмотрением следующих характерных режимов:

- максимальных нагрузок в зимние сутки (рис. 3.1), когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии и наиболее полным использованием мощности электростанций (обычно 18...19 ч рабочего дня в середине недели последней декады декабря);
- дневного снижения нагрузки в зимние сутки (12...14 ч), когда возникают потоки мощности, связанные с остановом пиковых электростанций при относительно небольшом снижении нагрузок (10...15 %) по сравнению с максимальными (рис. 3.1 и рис. 1.5);

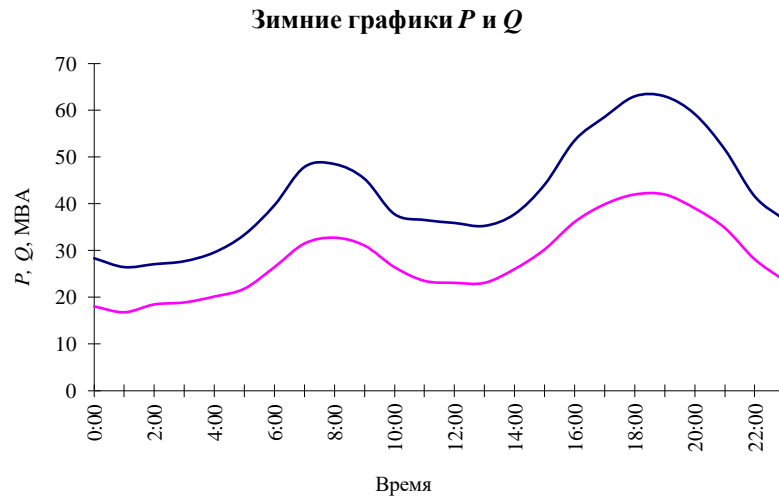


Рис. 3.1. Пример суточного графика нагрузки

- минимальных нагрузок в зимние сутки (1...3 ч. ночи), когда возникают потоки мощности, связанные с появлением местных избытков мощности в районе расположения электростанций с недостаточной регулировочной способностью (АЭС, угольные ТЭС и др.) и дефицитов мощности в районах, где расположены пиковые электростанции (рис. 3.1 и рис. 1.5);
- максимальных нагрузок летних суток (20...22 ч), когда возникают потоки, связанные с проведением капитальных ремонтов на электростанциях.

Для выявления максимальных значений нерегулярных потоков мощности необходимо в первую очередь рассмотреть послеаварийные режимы, возникающие при:

- отключениях наиболее загруженных линий, трансформаторов и АТ;
- аварийном отключении в отдельном узле (районе) значительной генерирующей мощности;
- необходимости мобилизации расположенного в данном узле (районе) свободного аварийного резерва для передачи его в другие части системы.

Иногда возникает необходимость в рассмотрении особых режимов, например режима одностороннего включения ЛЭП для оценки повышений напряжений на отключённом конце линии.

Для анализа переходных режимов при проектировании сети могут потребоваться следующие характерные параметры:

основное расчётное значение тока КЗ, определяющее требования к аппаратуре, – сверхпереходный ток, который вычисляется для начального момента переходного процесса, возникающего при КЗ;

нерегулируемые потоки мощности, возникающие в элементах сети при нарушении баланса мощности из-за отключения большой генерирующей мощности, крупного потребителя, или наиболее загруженной ЛЭП; потоки такого типа имеют место в период от момента нарушения баланса до создания нового установившегося режима под действием устройств автоматического регулирования и управления.

### **3.2. Схемы замещения для расчётов установившихся режимов**

Расчёты режимов выполняются по схемам замещения [7]. Полная схема замещения сети (расчётная схема) составляется путём объединения схем замещения отдельных элементов в соответствии с их схемами соединения (рис.3.2).

Расчётные схемы включают в себя как существующие, так и новые элементы сети. На расчётной схеме указываются связи между узловыми точками (прямые или ломаные линии), для трансформаторов – элементы трансформации. Двухцепные ЛЭП и соединённые параллельно трансформаторы изображаются одной эквивалентной ветвью. Возле каждой ветви могут надписываться численные значения сопротивления и проводимости (для ЛЭП). Возле элемента трансформации указывается коэффициент трансформации.

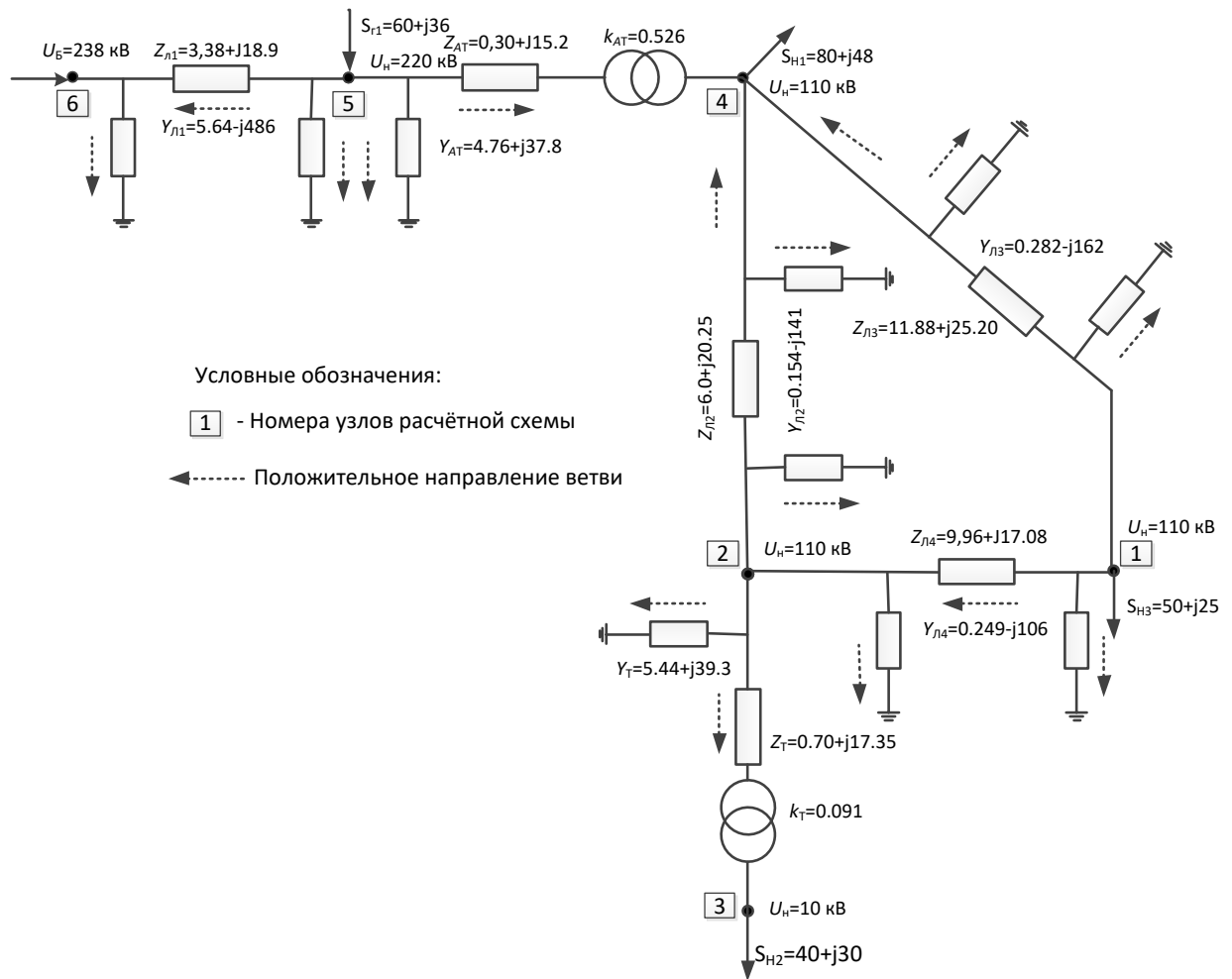
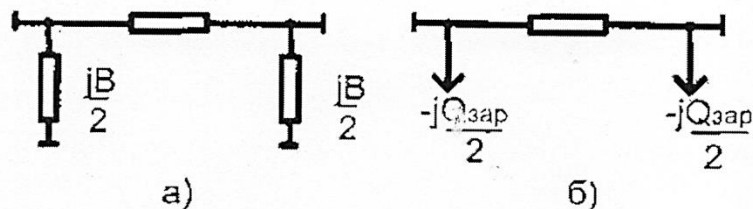


Рис.3.2. Расчётная схема замещения сетей 220, 110 кВ

Линии представляются П-образными схемами замещения (рис. 3.3), двухобмоточные трансформаторы - Г-образными схемами замещения (рис. 3.4), трёхобмоточные и автотрансформаторы - схемой трёхлучевой звезды с проводимостью (потери холостого хода) на входе (рис. 3.5).

Рис.3.3. Виды схем замещения линии:  
а – полная; б - упрощённая

Параметры линии  $R_l$ ,  $X_l$ , Ом,  $G_l$ ,  $B_l$ , мкСм,  $Q_{зар}$ , Мвар, состоящей из  $n$  цепей, определяются по формулам:

$$R_{\text{л}} = r_0 \frac{L}{n}; \quad X_{\text{л}} = x_0 \frac{L}{n}; \quad \underline{Z}_{\text{л}} = R_{\text{л}} + jX_{\text{л}};$$

$$B_{\text{л}} = b_0 Ln; \quad G_{\text{л}} = g_0 Ln = \frac{\Delta P_{\text{к}} 10^3}{U_{\text{ном}}^2} Ln; \quad \underline{Y}_{\text{л}} = G_{\text{л}} + jB_{\text{л}};$$

$$Q_{\text{зар}} = B_{\text{л}} U_{\text{ном}}^2 10^{-6},$$

где  $L$  – длина линии, км;

$r_0, x_0$  – погонные активное и реактивное сопротивления линии, Ом/км;

$b_0$  – погонная ёмкостная проводимость линии, мкСм/км;

$\Delta P_{\text{к}}$  – удельные потери мощности на корону, кВт/км;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение линии, кВ.

Для линий напряжением 220 кВ и ниже активная проводимость линии  $G_{\text{л}}$  не учитывается.

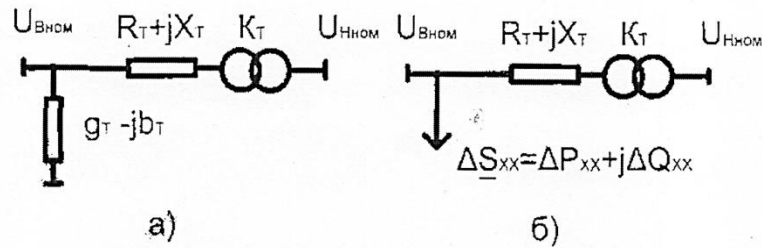


Рис.3.4. Разновидности схемы замещения двухобмоточных трансформаторов:  
а – полная; б – упрощённая

Параметры двухобмоточного трансформатора  $R_{\text{T}}$ ,  $X_{\text{T}}$ , Ом,  $\Delta P_{\text{xx}}$ , МВт,  $\Delta Q_{\text{xx}}$ , Мвар,  $g_{\text{T}}$ ,  $b_{\text{T}}$ , мкСм определяются по формулам:

$$R_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{В ном}}^2}{n S_{\text{ном}}^2} 10^{-3}; \quad Z_{\text{T}} = |Z_{\text{T}}| = \frac{u_{\text{к}} U_{\text{В ном}}^2}{n S_{\text{ном}}} 10^{-2}; \quad X_{\text{T}} = \sqrt{Z_{\text{T}}^2 - R_{\text{T}}^2};$$

$$g_{\text{T}} = \frac{\Delta P_{\text{x}} n}{U_{\text{В ном}}^2} 10^3; \quad Y_{\text{T}} = |Y_{\text{T}}| = \frac{I_{\text{x}} n S_{\text{ном}}}{U_{\text{В ном}}^2} 10^4; \quad b_{\text{T}} = \sqrt{Y_{\text{T}}^2 - g_{\text{T}}^2};$$

$$\underline{Y}_{\text{T}} = g_{\text{T}} - jb_{\text{T}}; \quad \underline{Z}_{\text{T}} = R_{\text{T}} + jX_{\text{T}};$$

$$\Delta P_{\text{xx}} = \Delta P_{\text{x}} n 10^{-3}; \quad \Delta S_{\text{xx}} = I_{\text{x}} n S_{\text{ном}} 10^{-2}; \quad \Delta Q_{\text{xx}} = \sqrt{\Delta S_{\text{xx}}^2 - \Delta P_{\text{xx}}^2}; \quad K_{\text{T}} = \frac{U_{\text{Н ном}}}{U_{\text{В ном}}},$$



где  $S_{\text{ном}}$ ,  $U_{\text{В ном}}$  – номинальные мощность (МВ·А) и напряжение стороны ВН (кВ) трансформатора ;

$n$  – число параллельно включённых трансформаторов;

$\Delta P_{\text{к}}$  – потери мощности короткого замыкания (КЗ), кВт;

$u_{\text{к}}$  – напряжение КЗ трансформатора, %;

$\Delta P_{\text{х}}$  – потери мощности холостого хода (ХХ), кВт;

$I_{\text{х}}$  – ток ХХ, %.

Схемы замещения трёхобмоточных трансформаторов, приведены на рис. 3.5, а, б. Мощность обмотки ВН  $S_{\text{ВН}} = S_{\text{ном}}$ . Существуют трёхобмоточные трансформаторы с различными соотношениями номинальных мощностей обмоток  $S_{\text{ВН}} / S_{\text{СН}} / S_{\text{НН}}$ : 100/100/100 %, 100/100/66,7 %, 100/66,7/66,7 %.

Активные сопротивления обмоток определяются по формулам:

$$R_{\text{В}} = \frac{R_{\text{В-С}}}{1 + \alpha + (1 - \alpha)^2 / \beta}; \quad R_{\text{С}} = \frac{R_{\text{В}}}{\alpha}; \quad R_{\text{Н}} = \frac{R_{\text{В}}}{\beta},$$

где  $R_{\text{В-С}} = \frac{\Delta P_{\text{к}} U_{\text{В ном}}^2}{n S_{\text{ном}}^2} 10^{-3}; \quad \alpha = \frac{S_{\text{СН}}}{S_{\text{ном}}}; \quad \beta = \frac{S_{\text{НН}}}{S_{\text{ном}}}.$

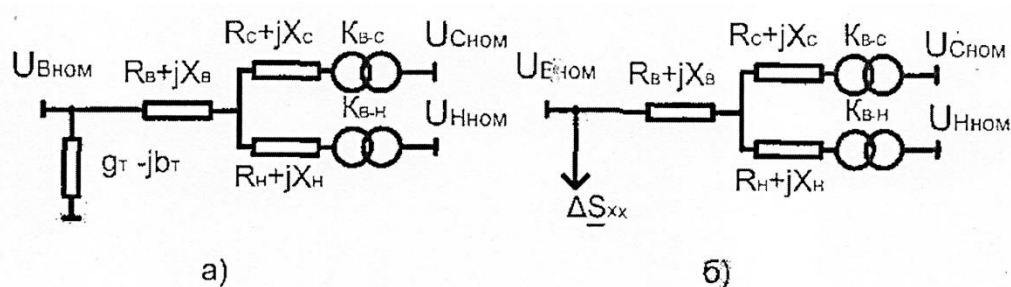


Рис.3.5. Разновидности схемы замещения трёхобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов:  
а – полная; б - упрощённая

Реактивные сопротивления обмоток определяются из равенств:

$$Z_{\text{В}} = \frac{(u_{\text{к В-С}} + u_{\text{к В-Н}} - u_{\text{к С-Н}})}{2} \frac{U_{\text{В ном}}^2}{n S_{\text{ном}}} 10^{-2}; \quad X_{\text{В}} = \sqrt{Z_{\text{В}}^2 - R_{\text{В}}^2};$$

$$Z_C = \frac{(u_{кВ-С} + u_{кС-Н} - u_{кВ-Н})}{2} \frac{U_{В\text{ ном}}^2}{nS_{\text{ном}}} 10^{-2}; \quad X_C = \sqrt{Z_C^2 - R_C^2};$$

$$Z_H = \frac{(u_{кС-Н} + u_{кВ-Н} - u_{кВ-С})}{2} \frac{U_{В\text{ ном}}^2}{nS_{\text{ном}}} 10^{-2}; \quad X_H = \sqrt{Z_H^2 - R_H^2}.$$

Если расчётное значение  $Z_C$  или  $Z_H$  окажется отрицательным, то  $X_C$  ( $X_H$ ) следует приравнять к нулю. Коэффициент трансформации в ветви обмотки СН

$$K_{В-С} = \frac{U_{С\text{ ном}}}{U_{В\text{ ном}}},$$

в ветви обмотки НН  $K_{В-Н} = \frac{U_{Н\text{ ном}}}{U_{В\text{ ном}}}.$

Потери мощности в стали и проводимости трёхобмоточных трансформаторов определяется так же, как для двухобмоточных трансформаторов.

Схемы замещения (рис. 3.5, а, б) и формулы для расчёта параметров трёхобмоточных трансформаторов справедливы и для автотрансформаторов (АТ). Соотношение мощностей обмоток низшего и высшего напряжения АТ равно 0,5.

Трансформаторы с расщеплённой обмоткой имеют, как правило, две одинаковых обмотки низшего напряжения и могут работать в 2 режимах:

- обе обмотки работают на одну нагрузку;
- каждая обмотка работает на свою нагрузку.

В первом случае трансформаторы с расщеплёнными обмотками имеют схемы замещения, как у двухобмоточных трансформаторов, и расчёт их параметров выполняется по формулам, приведённым для двухобмоточных трансформаторов.

Источники активной мощности (генераторы) представляются в схеме замещения постоянной генерируемой мощностью  $P_G$  и  $Q_G$ . Для балансирующего и

одновременно базисного узла вместо мощностей  $P_{\Gamma}$  и  $Q_{\Gamma}$ . задаются напряжение  $U_6$  и предельная реактивная мощность.

Источники реактивной мощности могут задаваться постоянной генерируемой мощностью или более сложными зависимостями (диапазоном регулирования, специальными схемами замещения). Батарея конденсаторов может быть представлена в схеме замещения реактивным сопротивлением

$$X_{\kappa} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{Q_{\kappa}},$$

где  $Q_{\kappa}$  – мощность батареи при номинальном напряжении.

Установки продольной компенсации замещаются реактивным сопротивлением

$$X_{\text{упк}} = -\frac{10^6}{\omega C_{\text{упк}}},$$

где  $C_{\text{упк}}$  – ёмкость батареи, мкФ.

Реактор представляется в схеме замещения продольным (токоограничивающий реактор  $u_{\kappa} = X_{\text{p}}$ ) или поперечным (шунтирующий реактор  $u_{\kappa} = 100\%$ ) реактивным сопротивлением

$$X_{\text{p}} = \frac{u_{\kappa} U_{\text{ном}}^2}{100 S_{\text{p}}} = \frac{u_{\kappa} U_{\text{ном}}}{100 \sqrt{3} I_{\text{ном}}},$$

где  $U_{\text{ном}}$ ,  $I_{\text{ном}}$ ,  $S_{\text{p}}$  – номинальные напряжение, ток и мощность реактора,

$u_{\kappa}$  – падение напряжения в реакторе в процентах от  $U_{\text{ном}}$  при протекании  $I_{\text{ном}}$ .

При расчётах потокораспределения нагрузка учитывается постоянными активной и реактивной мощностями ( $P_{\text{н}}$  и  $Q_{\text{н}}$ ).

### 3.3. Потокораспределение и напряжения в установившихся режимах

Основным средством расчёта потокораспределения и уровней напряжения являются ЭВМ. Расчёты проводятся по заранее составленным программам (Б-2, Б-6, Rastr, СДО и др).

Математической моделью, положенной в основу большинства программ для ЭВМ, являются уравнения узловых напряжений (УУН) в форме балансов мощности:

$$\dot{U}_i \hat{Y}_{ii} \hat{U}_i + \dot{U}_i \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^{n+1} \hat{Y}_{ik} \hat{U}_k = \underline{S}_{yi}, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (3.1)$$

где  $\dot{U}_i$  – вектор напряжения в  $i$ -м узле сети ( $\dot{U}_i = U_i e^{j\delta_i}$ );

$\hat{U}_k$  – сопряжённый вектор напряжения в  $k$ -м узле сети ( $\hat{U}_k = U_k e^{-j\delta_k}$ );

$\hat{U}_{n+1}$  – сопряжённый вектор заданного напряжения в БУ ( $\hat{U}_{n+1} = U_B$ );

$\underline{S}_{yi}$  – узловая мощность  $i$ -го узла, ( $\underline{S}_{yi} = \underline{S}_{Gi} - \underline{S}_{Hi}$ );

$n$  – число независимых узлов в схеме;

$\underline{Y}_{ii}$  – собственная проводимость узла  $i$  ( $\underline{Y}_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} = Y_{ii} e^{-j(\frac{\pi}{2} - \alpha_{ii})}$ );

$\underline{Y}_{ik}$  – взаимная проводимость узлов  $i$  и  $k$  ( $\underline{Y}_{ik} = G_{ik} + jB_{ik} = Y_{ik} e^{-j(\frac{\pi}{2} - \alpha_{ik})}$ );

$\underline{Y}_{iB}$  – взаимная проводимость узла  $i$  и балансирующего.

Символ  $\hat{\phantom{x}}$  в (3.1) означает сопряжённую величину.

В полярной системе координат (модуль, угол) УУН (3.1) после разделения на действительную и мнимую части примут следующий вид

$$U_i^2 Y_{ii} \sin \alpha_{ii} + U_i \sum_{k \in A_i} Y_{ik} U_k \sin(\delta_i - \delta_k - \alpha_{ik}) - P_{yi} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad (3.2, a)$$

$$U_i^2 Y_{ii} \cos \alpha_{ii} - U_i \sum_{k \in A_i} Y_{ik} U_k \cos(\delta_i - \delta_k - \alpha_{ik}) - Q_{yi} = 0, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (3.2, б)$$

где  $A_i$  – множество номеров узлов непосредственно связанных с узлом  $i$ .

Система нелинейных уравнений (3.2, а), (3.2, б) решается итерационным методом Ньютона или его модификациями (рис. 3.6).

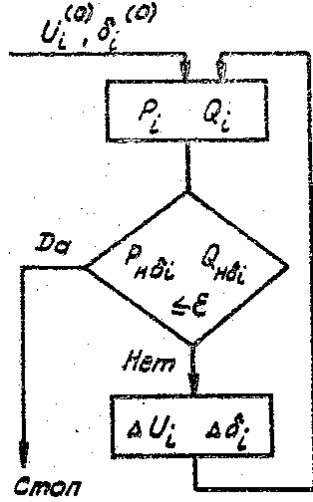


Рис. 3.6. Блок-схема алгоритма Ньютона

При некоторых произвольных значениях  $U_i^{(l)}$  и  $\delta_i^{(l)}$ , подставленных в левую часть (3.2, а), (3.2, б), возникают небалансы мощности  $P_{нб i}(U^{(l)}, \delta^{(l)})$  и  $Q_{нб i}(U^{(l)}, \delta^{(l)})$ . Проверяются условия

$$|P_{нб i}(U^{(l)}, \delta^{(l)})| \leq \varepsilon;$$

$$|Q_{нб i}(U^{(l)}, \delta^{(l)})| \leq \varepsilon.$$

Если эти условия не выполняются, т. е. имеет место заметный небаланс мощностей в узлах, то по методу Ньютона вычисляются поправки  $\Delta U^{(l)}, \Delta \delta^{(l)}$

Для этого составляют и решают систему линейных уравнений следующего вида:

$$\begin{cases} \frac{\partial P_{нб i}}{\partial \delta_i} \Delta \delta_i^{(l)} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \frac{\partial P_{нб i}}{\partial \delta_k} \Delta \delta_k^{(l)} + \frac{\partial P_{нб i}}{\partial U_i} \Delta U_i^{(l)} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \frac{\partial P_{нб i}}{\partial U_k} \Delta U_k^{(l)} = -P_{нб i}^{(l)}; \\ \frac{\partial Q_{нб i}}{\partial \delta_i} \Delta \delta_i^{(l)} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \frac{\partial Q_{нб i}}{\partial \delta_k} \Delta \delta_k^{(l)} + \frac{\partial Q_{нб i}}{\partial U_i} \Delta U_i^{(l)} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n \frac{\partial Q_{нб i}}{\partial U_k} \Delta U_k^{(l)} = -Q_{нб i}^{(l)}; \\ i = 1, 2, \dots, n. \end{cases} \quad (3.3)$$

Решение (3.3) позволяет определить поправки  $\Delta \delta_i^{(l)}, \Delta U_i^{(l)}$ , позволяющие получить новые значения искомых величин  $U_i^{(l+1)}$  и  $\delta_i^{(l+1)}$ .

Согласно ГОСТ Р 5419-2010 отклонение от номинального напряжения в узлах поставки электроэнергии потребителям не должно превышать  $\pm 10\%$ . При

выходе напряжения из заданного интервала их корректировка может быть выполнена изменением  $K_T$  первоначально принятых равными  $K_{TH}$ .

Для двухобмоточных трансформаторов с РПН в обмотке ВН

$$K_T = \frac{U_{H \text{ ном}}}{U_{B \text{ ном}} (1 \pm n \Delta U_{\text{ст РПН}*})} = \frac{K_{TH}}{1 \pm n \Delta U_{\text{ст РПН}*}},$$

где  $n$  – число ступеней относительно среднего ответвления;

$\Delta U_{\text{ст РПН}*}$  – степень регулирования РПН в относительных единицах.

Если задаться желаемым напряжением  $U_{\text{жел}}$  на шинах НН, то желаемая степень регулирования  $n_{\text{жел}}$  может быть определена из соотношения

$$U_{\text{жел}} = U_{\text{расч}} K_{T \text{ жел}}.$$

Откуда для двухобмоточного трансформатора

$$n_{\text{жел}} = \frac{U_{\text{расч}} U_{H \text{ ном}} - U_{\text{жел}} U_{B \text{ ном}}}{\Delta U_{\text{ст РПН}*} U_{B \text{ ном}} U_{\text{жел}}}.$$

Для трёхобмоточных трансформаторов с РПН в нейтрали обмотки ВН и ПБВ на стороне СН

$$K_{T \text{ В-С}} = \frac{U_{C \text{ ном}} (1 \pm m \Delta U_{\text{ст ПБВ}*})}{U_{B \text{ ном}} (1 \pm n \Delta U_{\text{ст РПН}*})} = \frac{K_{H \text{ В-С}} (1 \pm m \Delta U_{\text{ст ПБВ}*})}{1 \pm n \Delta U_{\text{ст РПН}*}},$$

$$K_{T \text{ В-Н}} = \frac{K_{H \text{ В-Н}}}{1 \pm n \Delta U_{\text{ст РПН}*}},$$

где  $m$  – число ступеней ПБВ относительно среднего ответвления.

Для автотрансформаторов с РПН на стороне СН

$$K_{\text{Т В-С}} = K_{\text{Н В-С}} (1 \pm n \Delta U_{\text{ст РПН}}).$$

Для автотрансформаторов с таким РПН  $K_{\text{Т В-Н}} = K_{\text{Н В-Н}}$  не регулируется. При необходимости его изменения необходимы дополнительные линейные регуляторы.

Потоки мощности в ветвях расчётной схемы определяются по завершению расчёта напряжений узлов сети. Например, мощность в начале ветви  $l$ , соединяющей узлы  $i$  и  $k$  и имеющей проводимость  $y_{ik}$ , равна

$$\underline{S}_{\text{нач. } l} = \dot{U}_i (\hat{U}_i - \hat{U}_k) \hat{y}_{ik}.$$

Информация о схеме замещения включает в себя топологию схемы и параметры ветвей. В расчёте учитываются действительные коэффициенты трансформации. Ёмкость линий задается в виде проводимости или ёмкостной мощности. Информация об узлах задаётся активными и реактивными нагрузками, а на части узлов – активными нагрузками, модулем напряжения, максимальной и минимальной реактивной мощностью.

### 3.4. Потери мощности и электроэнергии

Нагрузочные потери электроэнергии в линиях и трансформаторах при проектировании определяются методом числа часов максимальных потерь.

$$\Delta W_{\text{н}} = 1,03 k_{\text{л}} \Delta P_{\text{max}} \tau,$$

где  $k_{\text{л}}$  – коэффициент, учитывающий влияние потерь в арматуре ВЛ и принимаемый равным 1,02 для линий напряжением 110 кВ и выше и равным 1,0 для линий более низких напряжений;

$\Delta P_{\max}$  – потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети;

$\tau$  – число часов наибольших потерь мощности.

Потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети  $\Delta P_{\max}$  определены при выполнении расчётов.

Число часов наибольших потерь мощности  $\tau$  за год определяется по формуле

$$\tau = \frac{k_3 + k_3^2}{3} 8760,$$

где  $k_3 = T_{\max}/8760$  – коэффициент заполнения графика суммарной нагрузки сети.

Условно-постоянные потери  $\Delta W_{y-\Pi}$  в основном определяются потерями холостого хода трансформаторов (АТ) и потерями на корону в ВЛ.

$$\Delta W_{y-\Pi} = \Delta W_x + \Delta W_{\text{кор}}.$$

Потери холостого хода определяются по паспортным данным трансформаторов (АТ).

$$\Delta W_x = 8760 \sum_{i=1}^n \Delta P_{xi},$$

где  $\Delta P_{xi}$  – потери активной мощности холостого хода  $i$ -го трансформатора.

Потери на корону определяются для средних погодных условий региона по данным приведённым в табл. 3.1. Ростовская область условно относится к пятому региону.

$$\Delta W_{\text{кор}} = \sum_{j=1}^m \Delta W_{\text{кор уд } j} L_j,$$

где  $\Delta W_{\text{кор уд } j}$  – удельные потери на корону из табл. 3.1 для одной цепи  $j$ -й ВЛ;

$L_j$  – длина  $j$ -й ВЛ (для двухцепных линий – длина двух цепей).



Таблица 3.1. – Удельные годовые потери электроэнергии на корону

Номинальное напряжение ВЛ, кВ	Материал опор, число цепей и сечение проводов в фазе	Удельные потери электроэнергии на корону, тыс. кВт·ч/км в год (5-й регион)
330	2х400	32,1
220	Сталь-1х300	12,2
	Сталь 2 цепи -1х300	11,8
	Железобетон-1х300	17,7
	Железобетон 2 цепи -1х300	15,1
110	Сталь-1х120	0,66
	Сталь 2 цепи -1х120	0,44
	Железобетон-1х120	1,06

Структура потерь электроэнергии показана на рис. 3.7. Здесь потери в трансформаторах и АТ составляют около 30 % суммарных потерь в сети соответствующего номинального напряжения.

При проектировании развития электрических сетей предусматриваются следующие основные мероприятия по ограничению потерь электроэнергии.

*Мероприятия по развитию электрических сетей с сопутствующим эффектом ограничения потерь, требующие капиталовложений:*

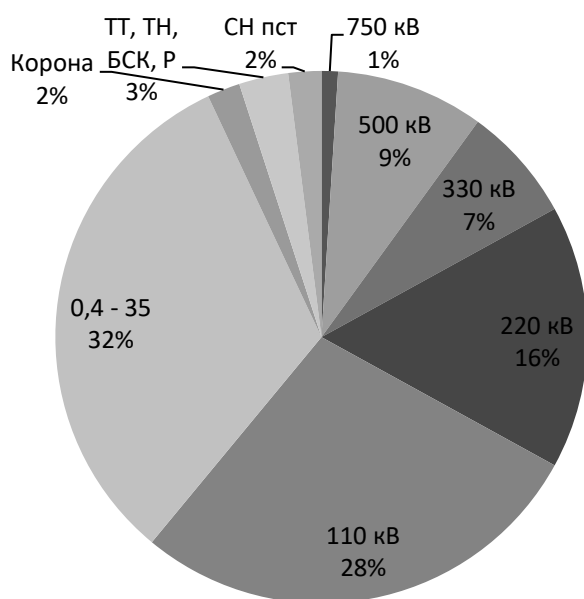


Рис. 3.7. Потери электроэнергии в сетях ЭЭС

- сооружение новых центров питания электрической сети (подстанций высшего напряжения);
- установка дополнительных трансформаторов и замена на более мощные перегруженных трансформаторов;
- строительство «разгрузочных» ВЛ и подстанций;

- установка компенсирующих устройств с целью обеспечения нормативных уровней напряжения;
- перевод распределительных линий на повышенное напряжение.

*Мероприятия, требующие капиталовложений, направленные специально на снижение потерь электроэнергии:*

- повышение степени компенсации реактивной мощности у потребителей;
- установка в электрических сетях системы дополнительных компенсирующих устройств, сверх необходимых для обеспечения нормативных уровней напряжения;
- установка выключателей на подстанциях для секционирования сети с целью оптимизации режима её работы;
- установка устройств продольно-поперечного регулирования потоков мощности в неоднородных замкнутых сетях.

*Мероприятия, не требующие капиталовложений (организационные):*

- оптимизация мест размыкания неоднородных сетей;
- оптимизация уровней напряжения в сети;
- отключение трансформаторов с сезонной нагрузкой;
- перевод генераторов в режим синхронного компенсатора.

### 3.5. Анализ результатов расчёта

Разнообразие схем электрических сетей, для которых проводятся расчёты режимов, и задач расчёта приводит к соответствующему многообразию операций с результатами расчёта. Рассмотрим типичные операции, выполняемые в процессе анализа результатов практически всех видов расчётов.

*А. Сравнение результатов расчёта с критериальными значениями.* Для многих параметров, получаемых в результате расчётов режимов, можно заранее указать некоторые технические, экономические или логические пределы. Их

значения могут устанавливаться на основе различного рода нормативов, технико-экономических исследований, опыта эксплуатации и проектирования.

Примеры таких значений параметра режима: в расчётах установившихся режимов — допустимая передаваемая по линии мощность по условиям нагрева проводов, номинальная мощность трансформаторов, наивысшее рабочее напряжение, экономическая плотность тока и др.; в расчётах токов трёхфазного КЗ — отключающая способность наиболее мощного из установленных выключателей; в расчётах токов однофазного КЗ — токи трёхфазного КЗ; в расчётах устойчивости — пропускная способность по нагреву проводов, предел устойчивости по сечению. Элементы сети, параметры которых выходят за критические значения, подлежат более детальному рассмотрению.

*Б. Определение обобщённых показателей режима сети в целом.* Для повышения эффективности анализа больших массивов информации, представляемых специалисту в результате проведённых расчётов режимов, необходимо обеспечить оптимальное сочетание множества детальных количественных показателей с малым числом интегральных качественных и количественных характеристик, формирующих общую картину и позволяющих быстро оценить основные результаты расчёта. К интегральным характеристикам режима сети в целом относятся:

- пределы изменения параметра;
- среднее (среднеквадратичное, средневзвешенное) значение параметра, а также отклонения от среднего значения;
- кривые распределения значения параметра по определённым интервалам, по числу элементов схемы (или распределение числа элементов по интервалам значений параметра), гистограммы;
- количество элементов (абсолютное и относительное), для которых значения рассматриваемого параметра выходят за заданные пределы.

В качестве примера применения таких показателей можно привести следующие результаты расчёта уровней напряжения в сети 330 кВ:

- пределы изменения напряжения — 292...350 кВ;

- в 10 точках (7% общего количества подстанций) напряжение ниже 300 кВ;
- среднее значение напряжения 325 кВ.

Примеры кривых распределения приведены на рис.3.8, 3.9.

*В. Выявление определяющих исходных данных и анализ устойчивости результатов расчёта.* Примером определяющей исходной информации могут служить:

- в расчётах нормальных установившихся режимов – максимумы нагрузки энергосистем, мощности крупных электростанций, состояния основных сетевых объектов, заданные напряжения в узлах и др.;
- в расчётах токов КЗ – принятое секционирование;
- в расчётах устойчивости – станции, между которыми производится основное перераспределение мощностей, системы возбуждения ближайших к исследуемому сечению электростанций и т. п.

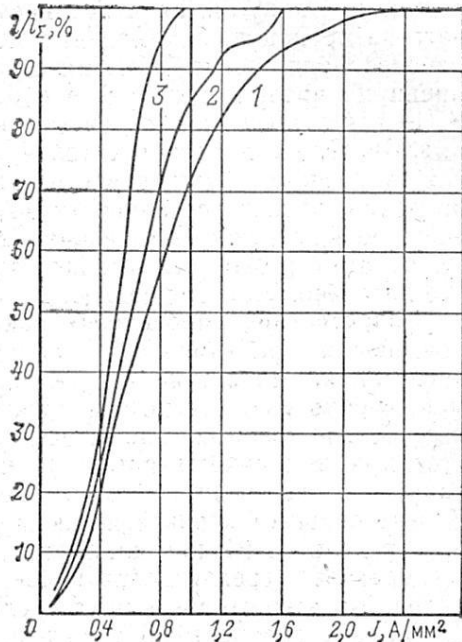


Рис. 3.8. Интегральная зависимость распределения длины ВЛ 220...500 кВ по плотности тока:  
1 – 220 кВ; 2 – 330 кВ; 3 – 500 кВ

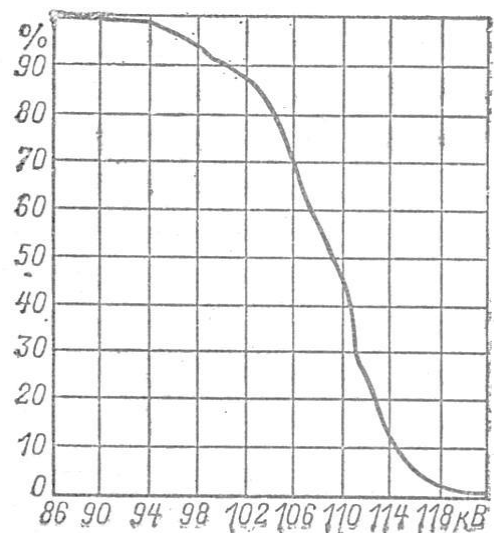
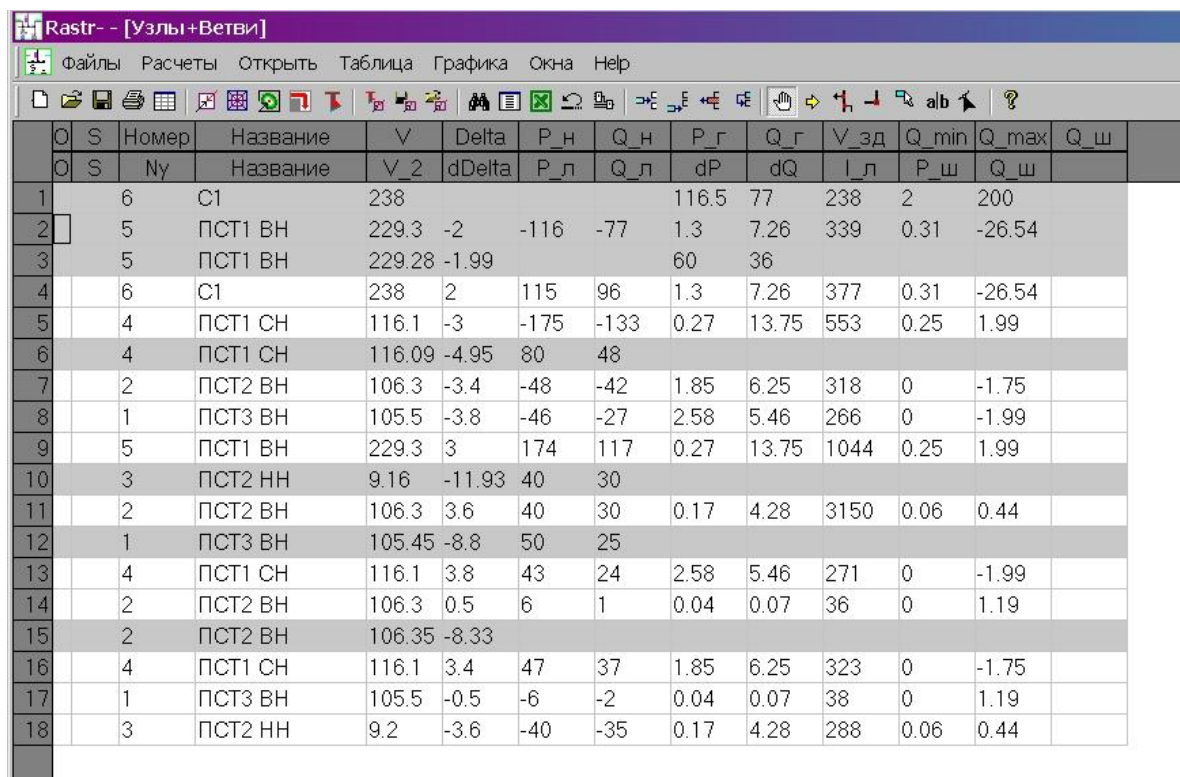


Рис.3.9. Распределение количества узлов по диапазонам расчётных напряжений в сети 110 кВ

Результаты расчёта режима сложной сети сильно зависят от большого количества принятых исходных данных, значительная часть которых для перспективных схем носит вероятностный характер или является в большей мере неопределённой. Для выявления влияния неопределённости или неточности исходной информации на принимаемые инженерные решения результаты расчёта режима должны кроме прямого и однозначного ответа на поставленный вопрос дать характеристику возможных изменений этого ответа при «раскачивании» исходных данных в реальных пределах. Эта характеристика составляется на основе вариантных расчётов.

*Г. Выбор формы и техники представления информации о результатах расчёта.* Основными формами представления результатов расчётов режимов являются:

- таблицы, содержащие перечень заданных объектов и один или несколько параметров рассчитанного режима (рис. 3.10).



	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд	Q_min	Q_max	Q_ш
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л	P_ш	Q_ш	
1			6	C1	238				116.5	77	238	2	200	
2			5	ПСТ1 ВН	229.3	-2	-116	-77	1.3	7.26	339	0.31	-26.54	
3			5	ПСТ1 ВН	229.28	-1.99			60	36				
4			6	C1	238	2	115	96	1.3	7.26	377	0.31	-26.54	
5			4	ПСТ1 СН	116.1	-3	-175	-133	0.27	13.75	553	0.25	1.99	
6			4	ПСТ1 СН	116.09	-4.95	80	48						
7			2	ПСТ2 ВН	106.3	-3.4	-48	-42	1.85	6.25	318	0	-1.75	
8			1	ПСТ3 ВН	105.5	-3.8	-46	-27	2.58	5.46	266	0	-1.99	
9			5	ПСТ1 ВН	229.3	3	174	117	0.27	13.75	1044	0.25	1.99	
10			3	ПСТ2 НН	9.16	-11.93	40	30						
11			2	ПСТ2 ВН	106.3	3.6	40	30	0.17	4.28	3150	0.06	0.44	
12			1	ПСТ3 ВН	105.45	-8.8	50	25						
13			4	ПСТ1 СН	116.1	3.8	43	24	2.58	5.46	271	0	-1.99	
14			2	ПСТ2 ВН	106.3	0.5	6	1	0.04	0.07	36	0	1.19	
15			2	ПСТ2 ВН	106.35	-8.33								
16			4	ПСТ1 СН	116.1	3.4	47	37	1.85	6.25	323	0	-1.75	
17			1	ПСТ3 ВН	105.5	-0.5	-6	-2	0.04	0.07	38	0	1.19	
18			3	ПСТ2 НН	9.2	-3.6	-40	-35	0.17	4.28	288	0.06	0.44	

Рис.3.10. Представление результатов расчёта в программе Rastr для схемы, показанной на рис. 3.2

Объекты могут представляться в той же последовательности, в которой они приводились в исходных данных, а могут быть упорядочены по одному из параметров, например, перечень линий может приводиться в порядке убывания загрузки, перечень подстанций — в порядке возрастания напряжения на шинах и т. п.;

схемы сети с нанесёнными на них параметрами режима (рис. 3.11).

При изображении схемы необходимо стремиться к сохранению относительного расположения объектов и выделению характерных участков схемы, например, сечения между энергосистемами или крупными энергорайонами, группы связей, обеспечивающих выдачу избыточной мощности крупной электростанции в систему и т. п. При нанесении элементов ЭЭС на карту-схему сети используются условные графические обозначения (табл. 3.2). Рекомендуется линии разных номинальных напряжений и подстанции 110, 220 кВ различать по толщине линии и размеру круга, также – цвету.

Таблица 3.2. – Графические обозначения энергетических объектов

Наименование объекта	Обозначение объекта		
	сущест- вующего	проекти- руемого	намеча- емого
Электростанция. Общее обозначение			
Электростанция тепловая. Общее обозначение			
Электростанция тепловая с выдачей тепловой энергии потребителю			
Электростанция гидравли- ческая. Общее обозначение			
Электростанция атомная			
Подстанция. Общее обозначение			
Подстанция переменного тока 750 кВ			

Подстанция переменного тока 500 кВ			
Подстанция переменного тока 330 кВ			
Подстанции тяговые			
Подстанция выпрямительная			
Линия электропередачи. Общее обозначение. Примечание. В ГОСТ дано только обозначение существующей линии			
Линия электропередачи постоянного тока	$\pm 750 \text{ кВ}$ 	$\pm 750 \text{ кВ}$ 	$\pm 750 \text{ кВ}$ 
Кабельная линия электропередачи			

По обеим формам (в виде таблиц, и в виде схем) могут представляться результаты расчёта как по сети в целом, так и по отдельному её участку, если оставшаяся часть схемы не имеет непосредственного отношения к данной задаче, а включена в расчёты лишь для учета её влияния на параметры режима рассматриваемых объектов.

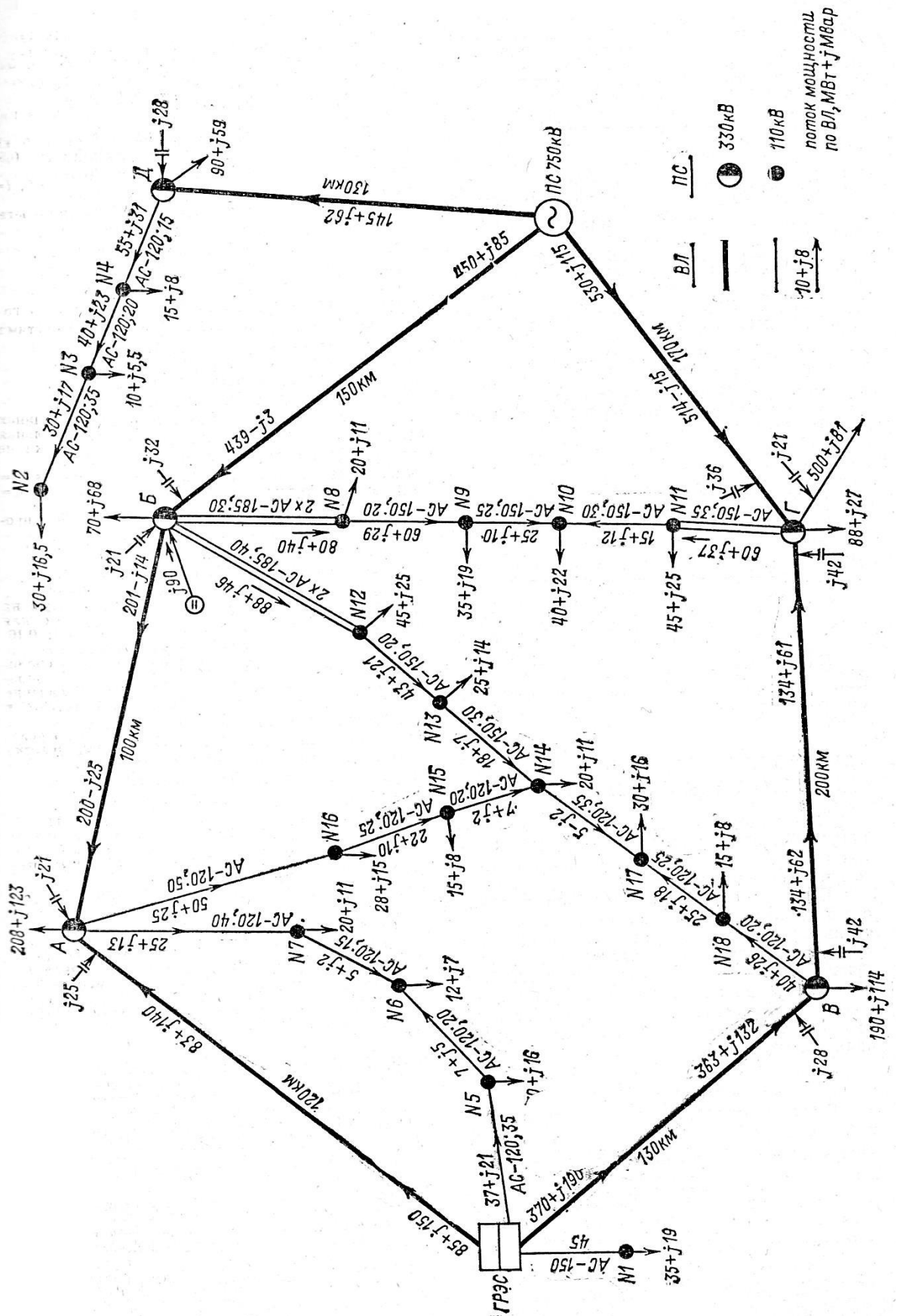


Рис. 3.1.1. Схема потокораспределения в сетях 110 и 330 кВ



## **4. УЧЁТ НАДЁЖНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

### **4.1. Показатели надёжности элементов электрической сети**

Надёжность есть свойство системы выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в заданных пределах. Степень выполнения функций характеризуется значениями некоторых функционалов, называемых показателями надёжности. В ЭЭС в качестве её функций целесообразно рассматривать бесперебойное снабжение потребителей электроэнергией требуемого качества.

Надёжность функционирования ЭЭС определяется надёжностью и техническими показателями оборудования (генераторы, ЛЭП и т. д.), схемой электрической сети, обеспеченностью электростанций энергоресурсами, режимами работы (запасами статической и динамической устойчивости), качеством обслуживания, величиной резервов. Большинство факторов, влияющих на надёжность системы, можно целенаправленно изменять как за счёт более рационального использования затрат (при проектировании, изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудования и системы в целом), так и за счёт увеличения этих затрат. Поэтому надёжность ЭЭС есть её технико-экономический показатель.

В зависимости от исследуемых функций системы рассматривают следующие виды отказов:

1. Частичная или полная потеря работоспособности какого-либо элемента системы независимо от того отражается это на электроснабжении потребителей или нет.
2. Ограничение электроснабжения потребителей системы (района), вызываемое повреждением элементов или непредвиденным ростом нагрузки.
3. Недопустимое отклонение напряжения из-за повреждений или роста нагрузки.
4. Нарушение статической или динамической устойчивости.

При отказах элементов энергосистем возможно полное или частичное отключение потребителей. Это вызывает ущерб у потребителей, связанный с ликвидацией расстройства электроснабжения. В свою очередь и энергосистема несёт ущерб, так как возникают простои оборудования, необходимо ремонтировать отказавшее оборудование.

Математическое ожидание годового ущерба ЭЭС при отказах её оборудования определим по формуле:

$$Y_{\text{ээс}} = \Delta W \cdot y_{\text{ээс}},$$

где  $\Delta W$  – математическое ожидание недоотпуска электроэнергии, кВт·ч/год;  
 $y_{\text{ээс}}$  – удельный ущерб ЭЭС, руб./кВт·ч.

Основной характеристикой отказов элементов служит параметр потока отказов  $\omega$ , изменяющийся в процессе эксплуатации (рис. 4.1).

При оценке надёжности следует брать  $\omega$  соответствующее периоду нормальной работы.

Параметр  $\omega$  определяют на основе статистических данных об отказах при эксплуатации

$$\omega = \frac{m}{nT},$$

где  $n$  – число однотипных элементов, находящихся в одинаковых эксплуатационных условиях;

$m$  – число отказов за  $T$  лет.

Второй показатель надёжности – средняя продолжительность отказа (время восстановления) –  $T_B$ . Если на отыскание и устранение  $m$  отказов было затрачено время  $t_1, t_2, \dots, t_m$ , то

$$T_B = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m t_i.$$

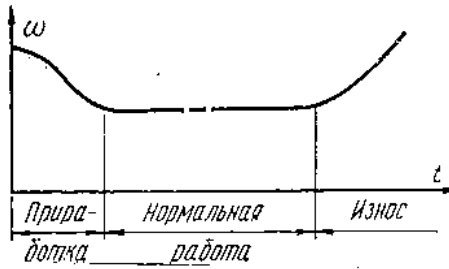


Рис.4.1. Зависимость параметра потока отказа от срока эксплуатации

Зная  $\omega$  и  $T_B$ , можно определить ряд других показателей надёжности.

Средняя продолжительность безотказной работы

$$T_0 = \frac{8760}{\omega}, \text{ ч.}$$

Вероятность работоспособности

$$p = \frac{T_0}{T_0 + T_B}, \text{ о.е.}$$

Вероятность отказа

$$q = 1 - p = \frac{T_B}{T_0 + T_B} = \frac{T_B \cdot \omega}{8760 + T_B \cdot \omega}.$$

При  $T_B \cdot \omega \ll 8760$  
$$q = \frac{T_B \cdot \omega}{8760}.$$

Пользуясь законом Пуассона, можно определить вероятность  $m$  отказов за время  $t$

$$p_m = \frac{(\omega \cdot t)^m}{m!} e^{-\omega \cdot t}.$$

Вероятность того, что не произойдёт ни одного отказа за год

$$p_{m=0} = e^{-\omega}.$$

Для ЛЭП длиной  $l$  километров

$$\omega = \omega_{\text{табл}} \frac{l}{100}.$$

Для ЛЭП на двухцепных опорах или проходящих: по одной трассе необходимо выделить отказы, приводящие к простоям одной цепи и простоям двух цепей.

Отказ каждой цепи

$$\omega' = (0,7 \div 0,9)\omega;$$

отказ двух цепей

$$\omega'' = (0,3 \div 0,1)\omega.$$

Отказы ячеек выключателей зависят от собственных отказов и от числа отключаемых к. з. на линиях

$$\omega_{\text{в}} = \omega_1 + \omega_2 \frac{l}{100},$$

где  $l$  – длина присоединённой линии, км.

Внезапные отказы составляют 0,6 от общего числа отказов

$$\omega_{\text{вн}} = 0,6\omega_{\text{в}}.$$

При внезапных отказах выключателей отключившиеся элементы могут быть введены в работу в большинстве случаев раньше, чем будет произведён ремонт выключателя. Это время включения равно

$$\tau_{\text{пр}} = (0,1 \div 0,3) + 0,1n_{\text{р}}, \text{ ч},$$

где  $n_{\text{р}}$  – число разъединителей, которые должны быть отключены для отделения повреждённого элемента (выключателя) и включены для ввода отключившегося присоединения (линии, трансформатора).

Для распределительных устройств с двойной системой шин среднее число отказов обеих шин определяют по формуле:

$$\omega_{\text{ш}} = k_{\text{ш}} \sum_{i=1}^n \omega_{\text{в}i},$$

где  $k_{\text{ш}}$  – коэффициент ( $k_{\text{ш}}$  равен 0,1 для ТЭС и 0,05 для подстанций и ГЭС);

$\omega_{\text{в}i}$  – параметр потока отказов  $i$ -го выключателя;

$n$  – число выключателей, присоединённых к сборным шинам.

## 4.2. Расчёт показателей надёжности электрической сети

Для формализации расчёта надёжности электрической сети применяют блок-схемы надёжности. Для составления блок-схемы в схеме электрической сети объединяются все источники питания, а линии замещаются блоками, связанными между собой так же как в исходной схеме (рис. 4.2). Источники питания считают абсолютно надёжными. Двухцепные линии в блок-схеме представляют тремя блоками (рис. 4.3). Блоки 1 и 2 отражают отказы и плановые ремонты каждой цепи в отдельности. Блок 1-2 – одновременные отказы 2-х цепей.

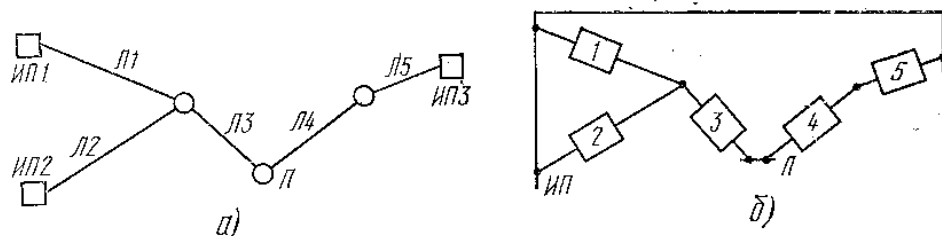


Рис.4.2. Формирование блок-схемы для расчёта надёжности

Для схем сетей без контуров блок-схема содержит только последовательно и параллельно соединённые блоки.

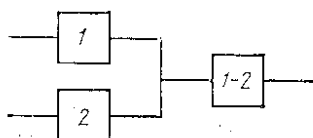


Рис.4.3. Блок-схема двухцепной линии      Расчёт надёжности проводят путём преобразований последовательно или параллельно включённых блоков в эквивалентные до тех пор, пока шины ИП и потребителя не окажутся связанными одним эквивалентным блоком (рис. 4.4).

Для  $n$  последовательно включённых блоков

$$\omega = \sum_{i=1}^n \omega_i,$$

$$q_{\Sigma} \approx \sum_{i=1}^n q_i \text{ или } K_B = \sum_{i=1}^n K_{Bi},$$

$$T_B = \frac{q}{\omega} 8760,$$

$$K_{\Pi} = \max_i K_{\Pi i}.$$

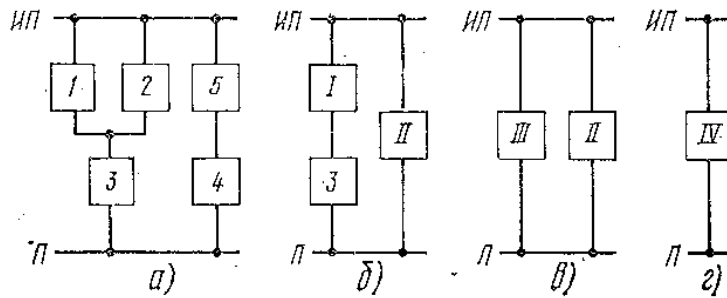


Рис.4.4. Последовательность эквивалентирования при расчёте надёжности

При эквивалентировании двух параллельных элементов одновременные плановые простои считают недопустимыми.

$$\omega = \omega_1 \cdot q_2 + \omega_2 \cdot q_1,$$

$$q_{\Sigma} = q_1 \cdot q_2 + q_{\Pi 2 \text{ в } 1} + q_{\Pi 1 \text{ в } 2},$$

$$q_{\Pi 2 \text{ в } 1} = \begin{cases} 0,5 \omega_1 K_{\Pi 2}^2, & \text{если } K_{\Pi 2} \leq \frac{T_{B1}}{8760}, \\ q_1 \left( K_{\Pi 2} - 0,5 \frac{T_{B1}}{8760} \right), & \text{если } K_{\Pi 2} > \frac{T_{B1}}{8760}, \end{cases}$$

$$T_B = \frac{q}{\omega} 8760.$$

Если схема электрической сети имеет контуры, то в блок-схеме появляются перемычки между параллельными ветвями (рис. 4.5).

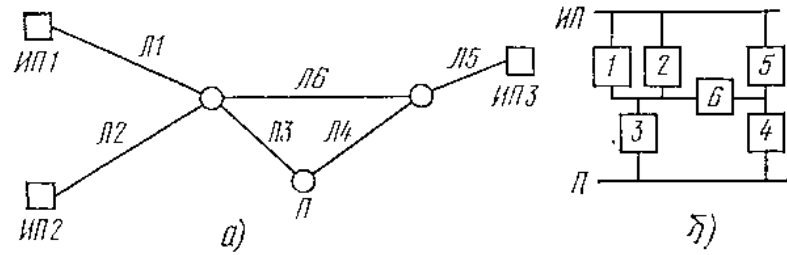


Рис. 4.5. Формирование блок-схемы, содержащей перемычку

Для расчёта надёжности такую схему заменяют двумя вспомогательными (рис. 4.6):

- 1-я. Перемычка закорачивается. Иначе, перемычка - абсолютно надёжна.
- 2-я. Перемычка вообще отсутствует, т.е. находится в плановом или аварийном простое.

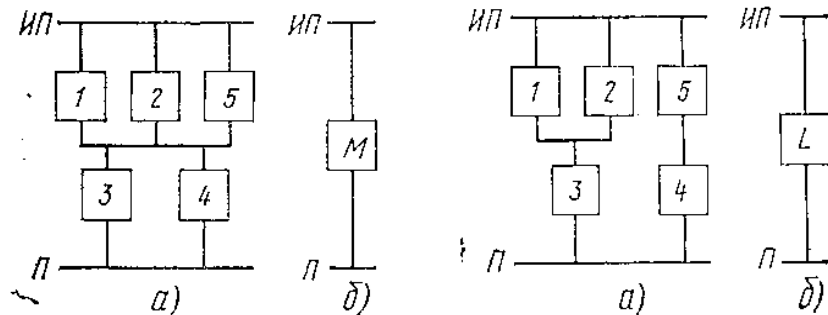


Рис. 4.6. Вспомогательные блок-схемы для расчёта схемы с перемычкой

По полученным показателям этих: схем  $\omega_M, T_{BM}, \omega_L, T_{BL}$  и известным вероятностям аварийного и планового простоя перемычки  $q$  и  $K_{\Pi}$  вычисляют результирующие показатели надёжности

$$\omega = \omega_M(1 - q - K_{\Pi}) + \omega_L(q + K_{\Pi}),$$

$$T_B = \frac{1}{\omega} [\omega_M T_{BM}(1 - q - K_{\Pi}) + \omega_L T_{BL}(q + K_{\Pi})].$$

По найденным показателям можно вычислить  $q_3, Y$ . Ущерб от недоотпуска электроэнергии равен

$$Y = q_3 P_{\max} T_M,$$

где  $P_{\max}$  – максимальная нагрузка подстанции;

$T_{\max}$  – число часов использования максимальной нагрузки.

### 4.3. Надёжность схем распределительных устройств

Распределительные устройства (РУ) являются весьма ответственным звеном электрических сетей, в значительной мере определяют надёжность электроснабжения.

Исходными данными для расчёта надёжности служат схема РУ (рис. 4.7),  $\omega$ ,  $T_{\text{в}}$ ,  $\omega_{\text{п}}$ ,  $T_{\text{п}}$  выключателей, отделителей и другого коммутационного оборудования, сборных шин, а также время, необходимое для выявления отказавшего выключателя  $T_0$  и время отключения (включения) разъединителя  $T_{\text{р}}$ .

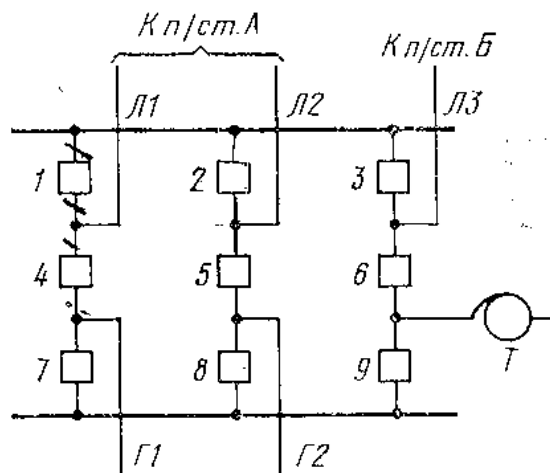


Рис. 4.7. Схема распределительного устройства

В результате расчёта определяют математическое ожидание числа отключений линий, генераторов, трансформаторов, коммутируемых в РУ, и средние длительности их аварийного простоя.

В РУ учитывают внезапные отказы выключателей. Доля внезапных отказов выключателей – 60 %. Учитывают отказы коммутирующего оборудования РУ в нормальном и ремонтных режимах.



В каждом ремонтном режиме, характеризуемом коэффициентом ремонтного режима  $K_j$ , рассматривается ремонт одного  $j$ -го выключателя (отделителя).

$$K_j = K_{\pi j} = \frac{\omega_{\pi j} T_{\pi j}}{8760}.$$

В нормальном режиме все выключатели – включены. Коэффициент нормального режима равен

$$K_0 = 1 - \sum_{j=1}^n K_j,$$

где  $n$  – количество выключателей в РУ.

Оценивают последствия отказа  $i$ -го выключателя ( $i=1, 2, \dots, n$ ) в  $j$ -м режиме ( $j=0, 1, 2, \dots, n$ ), т.е. определяют отключившиеся присоединения (например, Л1, Л2, Л3, Т), частоту  $\omega_{ij}$  и длительность отключения каждого присоединения  $T_{\text{откл}}$ .

$$\omega_{ij} = \omega_i K_j, \quad i = 1, 2, \dots, n; \quad j = 0, 1, 2, \dots, n.$$

Если последствия отказа выключателя (отделителя) РУ могут быть ликвидированы (с точки зрения восстановления питания присоединений) путём оперативных переключений (отказавший выключатель отделяют двумя разъединителями, линию – одним), то длительность отключения присоединений, отключаемых в данной ситуации, определяется временем оперативных переключений

$$T_{\text{откл } ij} = (0,1 \div 0,3) + 0,1n_p,$$

где  $n_p$  – число разъединителей, переключаемых для отделения повреждённого выключателя (отделителя) и ввода в работу отключившегося присоединения.

В противном случае длительность отключения определяется либо временем восстановления отказавшего выключателя  $T_{\text{откл } ij} = T_{\text{в } i}$ , либо временем одновременного простоя отказавшего ( $i$ -го) и планового ремонтируемого ( $j$ -го) выключателя (отделителя)

$$T_{\text{откл } ij} = T_{\text{в } i} - \frac{T_{\text{в } i}^2}{2T_{\text{п } j}}.$$

Результаты расчёта частоты и длительности отключений присоединений для каждого сочетания отказа одного из элементов РУ и одного из режимов РУ (нормальный или ремонтный) заносят в расчетную таблицу (табл. 4.1). Левый столбец - элементы  $i$ , отказы которых рассматриваются, и соответствующие  $\omega_i$ .

В верхней строке – ремонтируемые выключатели и коэффициенты их ремонта  $K_1, K_2, \dots$ . Нормальному режиму работы РУ приписан номер ноль. Например, при отказе выключателя 1 (В1) должны быть отключены выключатели 2, 3, и 4 (рис. 4.7). В результате этого отключится линия Л1. После отключения двух разъединителей выключателя В1 и включения выключателя 4 линия Л1 будет введена в работу.

Различные сочетания отказов ( $i=1, 2, \dots, n$ ) и режимов ( $j=0, 1, \dots, n$ ) могут приводить к отключению одного и того же присоединения. Необходимо выделить такие ситуации (их частоту и длительность) в расчётной таблице и сгруппировать их.

Таблица 4.1. – Отключённые присоединения, частота и длительность отключения

$i$	Выключатель	$\omega$	Режим					
			Нормальный	Ремонтный				
			$j=0$	$j=1$	$j=2$	$j=3$	$j=\dots$	$j=n$
			$K_0 = \dots$	$K_1$ $= \dots$	$K_2$ $= \dots$	$K_3$ $= \dots$	$K_j = \dots$	$K_n$ $= \dots$
1	В1	$\omega_1$	Л1 $\omega_{10} = \dots$ $T_{\text{откл } 10} = \dots$	...	...	...	Л1 $\omega_{1j} = \dots$ $T_{\text{откл } 1j} = \dots$	...

$i$	$B_i$	$\omega_i$	Л2 $\omega_{i0} = \dots$ $T_{\text{откл } i0} = \dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$	Л2 $\omega_{ij} = \dots$ $T_{\text{откл } ij} = \dots$	$\dots$
$\dots$		$\dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$
$n$	$B_n$	$\omega_n$	Т $\omega_{n0} = \dots$ $T_{\text{откл } n0} = \dots$	$\dots$	$\dots$	$\dots$	Т $\omega_{nj} = \dots$ $T_{\text{откл } nj} = \dots$	$\dots$

Для каждой группы вычисляют эквивалентные значения частоты и длительности, которые и являются искомыми показателями надёжности присоединения:

$$\omega_{\text{присоед}} = \sum_{ij} \omega_{ij}; \quad T_{\text{в присоед}} = \frac{1}{\omega_{\text{присоед}}} \sum_{ij} T_{\text{откл } ij} \omega_{ij}; \quad K_{\text{в}} = \frac{\omega_{\text{присоед}} T_{\text{в присоед}}}{8760}.$$

*Учёт РУ при расчете надёжности по блок-схемам.* Каждое РУ представляют несколькими эквивалентными блоками. Рассмотрим составление блок-схемы на примере расчёта надёжности подстанции П (рис. 4.8).

В этой блок-схеме блоки I–II – линии электропередачи; блоки III – IV, это – РУ подстанции; блоки V – трансформаторы подстанции. Расчёт показателей надёжности блоков РУ выполняют методом, изложенным выше. Для РУ определяют показатели одновременного отключения трансформаторов (блок IV) либо из-за отключений их выключателей, либо из-за одновременного отключения линий, показатели отключения линий (блоки III) из-за отключений их выключателей.

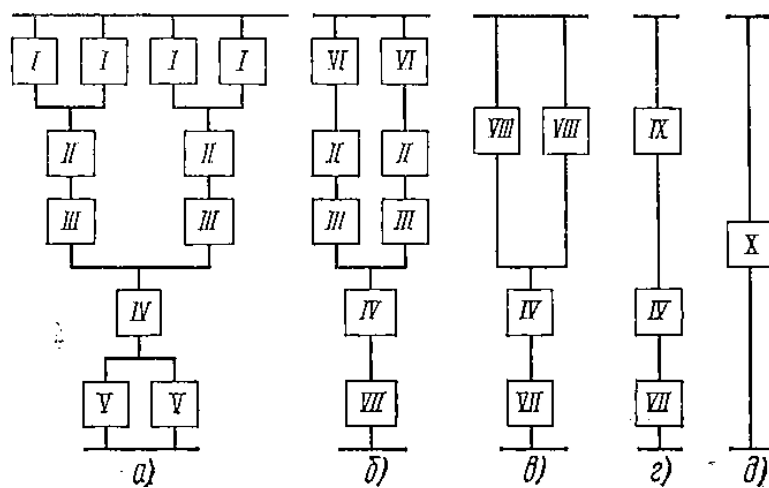


Рис. 4.8. Блок-схема с учётом РУ подстанции

Так как надёжность электроснабжения определяется главным образом ЛЭП, возможен приближенный учёт РУ. Можно не учитывать отказы выключателей в ремонтных режимах РУ, считаясь в ремонтных режимах лишь с отказами ЛЭП.

## **5. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

### **5.1. Элементы автоматизированной системы проектирования**

В связи с большими затратами материальных ресурсов на развитие электроэнергетики (см. табл.1.2) весьма важно добиваться оптимального с экономической точки зрения развития ЭЭС и их электрических сетей. Задача проектирования развития электрических сетей является динамической. Необходимо минимизировать (оптимизировать) затраты в течение достаточно длительного периода времени (5...10 лет), так как оптимальные решения для отдельных лет этого периода могут противоречить друг другу; например, энергетический объект, вводимый в первые годы периода как оптимальный, может оказаться неоптимальным в последующие годы периода и привести к излишним затратам.

При проектировании электрических сетей выполняются различные сложные технические расчёты. Для этого используются математические формулы, системы линейных, нелинейных алгебраических или дифференциальных уравнений, анализируются логические условия выбора параметров элементов электрических сетей. Совокупность таких математических выражений, описывающих основные свойства электрической сети, называется математической моделью. Например, уравнения узловых напряжений (3.2) являются математической моделью установившихся режимов сети. Моделью электромеханических переходных процессов является система дифференциальных уравнений движения роторов генераторов. Для расчёта надёжности электрической сети используются модели вероятностей различных состояний сети (глава 4).

Полученные с помощью расчётных математических моделей технические решения характеризуют некоторый возможный вариант развития электрической сети. Автоматизация формирования вариантов развития электрической сети и выбор лучшего (оптимального) с точки зрения минимума затрат выполняется с

помощью математических моделей оптимизации развития электрической сети [1, 15, 16]. В общем случае такая модель включает в себя две составляющие:

1. Функция цели – минимизируемые затраты.
2. Ограничения в виде уравнений и неравенств, определяющих допустимую область изменения параметров сети и/или некоторых её функций.

Решение моделей оптимизации развития электрических сетей, анализа технических характеристик её отдельных вариантов требует применения методов математического программирования, математического анализа, средств вычислительной техники. Разработка и применение отдельных математических моделей для задач проектирования электрических сетей являются первым этапом автоматизации проектирования ЭЭС. Дальнейшее повышение эффективности применения математических моделей связано с автоматизацией использования комплекса моделей при проектировании (рис. 5.1). Применение комплекса моделей предполагает, что процесс расчёта оптимального развития сети задаётся и используется проектировщиком [16]. Окончательные решения принимает человек, ориентируясь на результаты расчётов, полученные с помощью моделей. Главной задачей автоматизации проектирования является всемерное облегчение диалога проектировщика и ЭВМ при обновлении информации, анализе результатов решения задач и их корректировки с использованием специальных технических средств диалогового общения.

Система автоматизированного проектирования (САПР) представляет собой совокупность компонент, основными из которых являются:

- 1) теория и методы автоматизированного проектирования (математическое обеспечение);
- 2) программы, реализующие проектирование ЭЭС и операции по управлению процессом проектирования и техническими средствами (программное обеспечение);
- 3) информационная база системы (информационное обеспечение);
- 4) технические средства приема, обработки, хранения и передачи информации (техническое обеспечение).

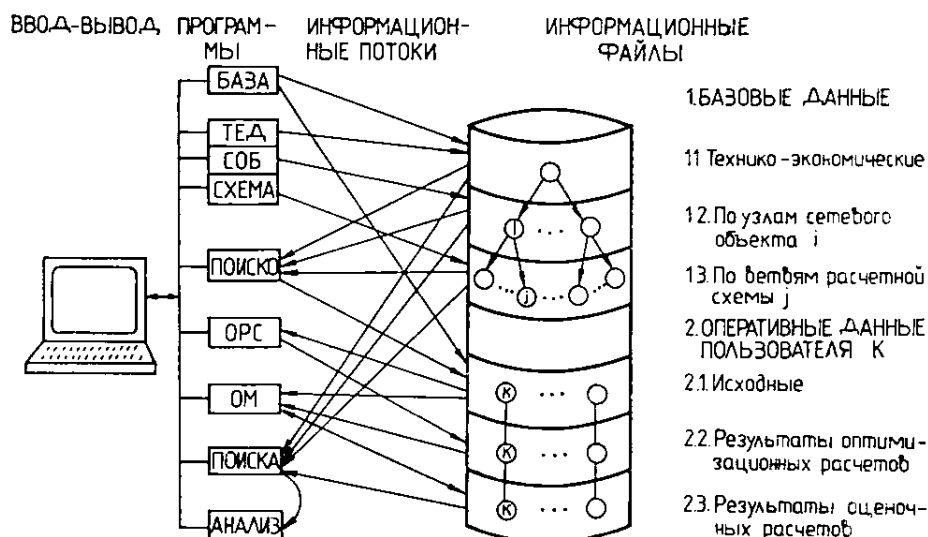


Рис. 5.1. Структура информационно-вычислительного комплекса проектирования развития электрических сетей:

БАЗА – организация структуры информационного обеспечения; ТЕД – формирование, корректировка технико-экономических данных; СОБ – формирование информации об узлах; СХЕМА – формирование, корректировка расчётной схемы; ПОИСК0, ПОИСКА – поиск первичной информации в информационной базе, переработка, запись в оперативную базу; ОРС – оптимизация развития сети; ОМ – оценка вариантов развития; АНАЛИЗ – анализ технического состояния сети

Математическое обеспечение САПР составляют математические модели и алгоритмы проектирования, на основе которых разрабатываются пакеты прикладных программ, входящие в программное обеспечение САПР.

Информационное обеспечение – это совокупность представленных в определенной форме данных, необходимых для проектирования. К ним относятся: массивы справочно-нормативной информации; словари системы, отображающие состав языка описания заданий; массивы информации об объекте проектирования.

Основная часть программного обеспечения САПР – это пакеты прикладных программ (ППП). ППП содержат управляющую часть в виде монитора и библиотеку программных модулей. Монитор – это управляющая программа, отражающая методику проектирования. Монитор настраивается на различные методики проектирования с помощью их описаний в виде графов, показывающих порядок следования и тип проектных операций.

Для эффективного использования САПР необходимы средства диалогового общения "проектировщик – ЭВМ". Используя директивы, проектировщик может управлять ходом автоматизированного проектирования. Дальнейшее совершенствование САПР требует комплексной автоматизации процесса проектирования вплоть до создания технической документации по проекту, повышения качества математических моделей, алгоритмов и программ проектирования.

В настоящее время для целей планирования оптимального развития ЭЭС и их функциональных или территориальных частей используются два класса моделей – оценочные и оптимизационные [15].

*Оценочные модели* реализуются при помощи алгоритмов и программ расчётов на ЭВМ некоторого множества предварительно намеченных вариантов решения. Эти модели обладают следующими основными достоинствами:

- а) возможностью подробного учёта индивидуальных особенностей проектируемой конкретной сети для каждого сравниваемого варианта;
- б) неприхотливостью к характеру изменения параметров сети и виду функциональных зависимостей между ними;
- в) возможностью детального учёта требований надёжности в ходе расчёта каждого сравниваемого варианта развития сети в пределах имеющихся характеристик надёжности.

Главным недостатком оценочных моделей является возможность оценки только сравнительно малого числа вариантов исполнения проектируемой сети. Это неоправданно увеличивает роль «волевых» решений и, как следствие, повышает опасность выхода из области оптимизации, выбора неоптимального варианта и вместе с тем неоптимальной стратегии при практическом пользовании полученными результатами. Поэтому оценочные модели требуют очень тщательной мотивировки выбора среди возможных вариантов.

Этот недостаток явился основной причиной разработки оптимизирующих моделей. Последние предназначены для отыскания оптимального варианта из всего множества допустимых (рис.5.2), что является их решающим достоинством.



В *оптимизирующих моделях* для отыскания решения используются методы линейного и нелинейного программирования. Теоретические границы применения таких моделей очень широки, но на пути их реализации имеются существенные трудности. Во-первых, очень многие оптимизирующие модели являются весьма упрощёнными и поэтому не обладают перечисленными достоинствами оценочных моделей. Во-вторых, многие энергетические задачи при достаточно строгой формулировке нелинейны, многоэкстремальны, целочисленны и имеют дискретные параметры, что значительно усложняет оптимизирующие модели и особенно методы их решения.

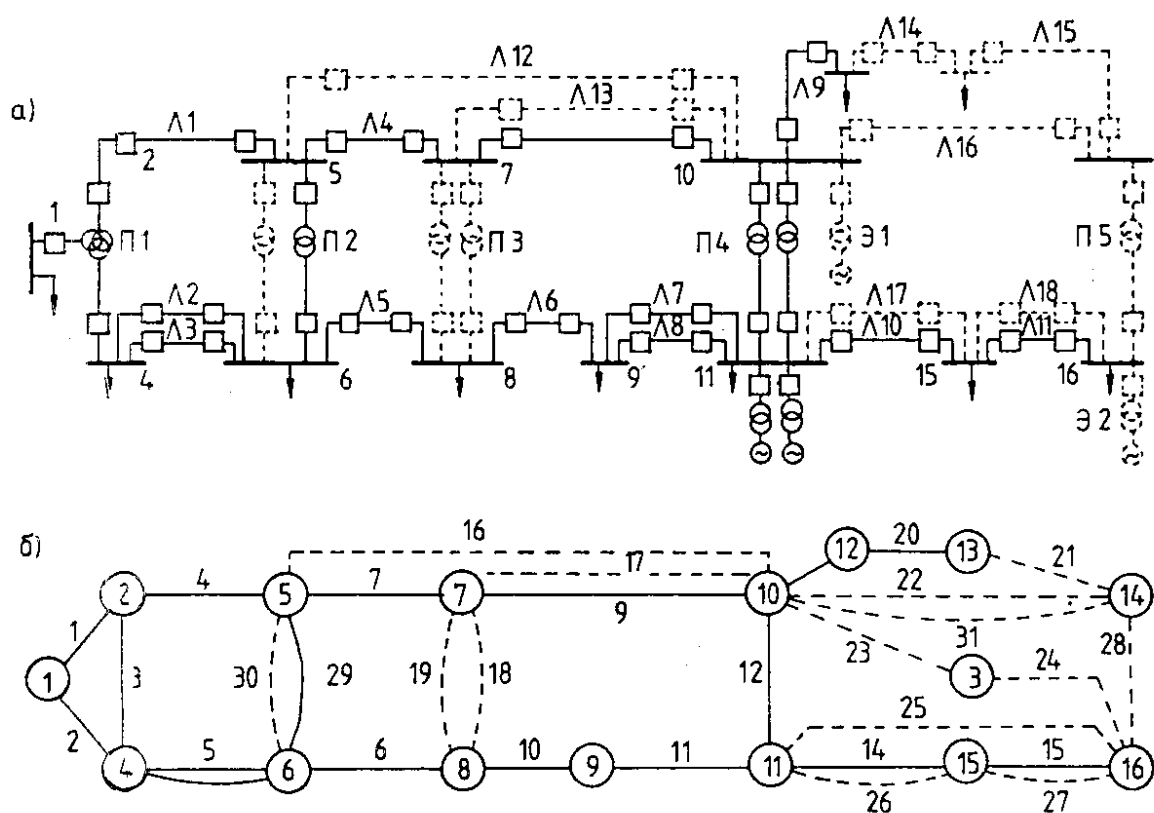


Рис.5.2. Пример составления расчётной схемы электрической сети:  
а – варианты ввода нового оборудования электрической сети (Л1–Л18 – ЛЭП, П1 – П5 – подстанции; Э1, Э2 – электростанции);  
б – граф расчётной схемы (числа – номера узлов и ветвей)

## 5.2. Моделирование электрической сети

При проектировании составляется расчётная схема электрической сети, для которой проводится оптимизация развития. Существующая сеть может

быть представлена упрощённо. Кроме существующей сети на схеме отображаются все альтернативные перспективные объекты. На рис. 5.3 существующие объекты показаны сплошными линиями, новые – штриховыми.

Для математического описания схем сетей используются графы, представляющие собой совокупность ветвей (дуг) и узлов (вершин). Ветви графа сети на рис. 5.3 представляют собой существующие и все намечаемые к строительству элементы сети, а его узлы – сборные шины или электрические узлы.

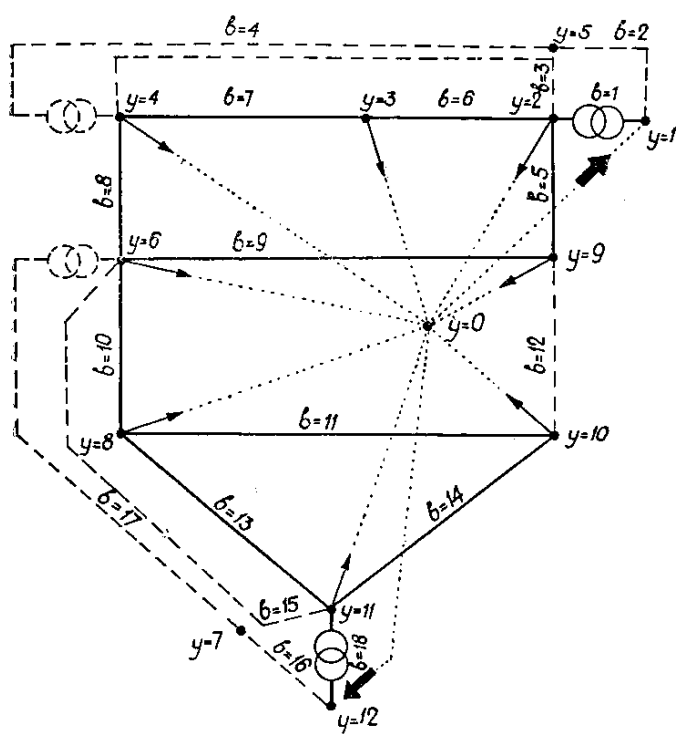


Рис. 5.3. Расчётный граф сети

В примере, приведённом на рис. 5.3, новыми ветвями являются подстанции в узлах  $y=4$  и  $y=6$  (ветви  $b=4$ ,  $b=17$ ), а также новая распределительная линия между узлами  $y=9$  и  $y=10$ . Для усиления основной сети предусматриваются новые линии. Если они временно будут использоваться на напряжении распределительной сети, то им соответствуют ветви  $b=3$  и  $b=15$ . Ветви  $b=2$  и  $b=16$  – это те же линии, но сразу на напряжении основной сети.

Центрами питания рассматриваемой сети являются узлы  $y=1$  и  $y=12$ .

Для выполнения технических и экономических расчётов на ЭВМ каждая ветвь идентифицируется номерами узлов её начала и конца. Необходимые для расчётов показатели ветви определяются по формулам:

$$R_b = r_\alpha L_b;$$

$$X_b = x_\alpha L_b;$$

$$K_b = k_\alpha L_b,$$

где  $R_b$ ,  $X_b$  – активное и реактивное сопротивления ветви длиной  $L_b$  (для трансформаторной ветви  $L_b=1$ );

$r_\alpha$ ,  $x_\alpha$  – погонные сопротивления ветви;

$K_b$  – капиталовложения для ветви графа сети;

$k_\alpha$  – удельные капиталовложения для ветви.

Величина  $\alpha$  обозначает состояние, в котором может находиться ветвь графа. В простейшем случае каждая ветвь может находиться в одном из двух состояний: ветвь отсутствует или имеет некоторое фиксированное значение  $R_b$ ,  $X_b$ ,  $K_b$ . Число возможных вариантов сети, содержащей  $m$  новых ветвей, будет равно

$$N = 2^m.$$

Некоторые ветви могут вводиться только совместно и образовывать группу ветвей. На рис. 5.3 группой ветвей являются ветви  $\nu=2$  и  $\nu=4$  или  $\nu=16$  и  $\nu=17$ . С другой стороны некоторые ветви или их группы являются взаимоисключающими. Например, ветвь  $\nu=3$  и группа  $\nu=2$ ,  $\nu=4$  не могут быть сооружены одновременно. Эти обстоятельства несколько уменьшают число возможных вариантов сети  $N$ .

Технический анализ значительного множества вариантов сети в приемлемые для проектировщика сроки предопределяет применение упрощённых методов расчёта нормальных и послеаварийных режимов сети. Достаточно часто в оптимизационных моделях электрических сетей для расчёта потокораспределения активной мощности используется так называемая модель постоянного тока. В такой модели приближённо учитываются первый и второй законы Кирхгофа. Такое упрощение основано на следующем. Векторная диаграмма напряжений ветви электрической сети (рис. 5.4, а) для реальных сетей, как правило, близка к следующим двум предельным случаям.

В первом случае для системообразующих сетей напряжением 220 кВ и выше реактивное сопротивление ветви значительно больше активного. Падение

напряжения в ветви  $ij$   $\Delta \dot{U}(ij) = \dot{U}(i) - \dot{U}(j)$  по модулю равно  $I_a X_b$ , а модули напряжения в начале и конце ветви примерно одинаковы (рис. 5.4, б). Относительное значение падения напряжения  $\Delta U(ij)/U$  равно

$$\delta_*(ij) = \frac{P_b(ij) X_b}{U^2}, \quad (5.1)$$

где  $U$  – номинальное или среднее напряжение ветви;

$P_b(ij)$  – поток активной мощности по ветви  $ij$ .

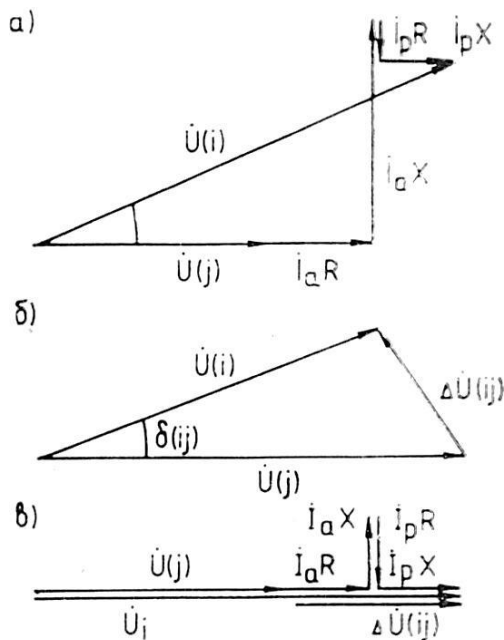


Рис. 5.4. Векторная диаграмма напряжений для ветви электрической сети и её упрощения:

- а – общий случай;
- б – для системообразующей сети;
- в – для распределительной сети

В первом случае параметр  $\delta_*(ij)$  в (5.1) представляет собой угол между векторами  $\dot{U}(i)$  и  $\dot{U}(j)$ , численно выраженный в радианах. Во втором случае рассматриваются распределительные сети напряжением 110 кВ и ниже, для которых  $R_b$  и  $X_b$  примерно равны или активное сопротивление больше реактивного. В такой сети падение напряжения в ветви равно  $I_a (R_b + X_b \tan \varphi)$  (рис. 5.4, в). Относительное значение падения напряжения  $\Delta U(ij)/U$  равно

$$\delta_*(ij) = \frac{P_{bij} (R_b + X_b \tan \varphi)}{U^2}.$$

(5.2)

В (5.2)  $\delta_*(ij)$  – это потери напряжения в долях номинального.

В модели постоянного тока поток активной мощности по ветви  $ij$  определяется по обобщённому выражению

$$P_{ij} = Y_{ij} (\delta_*(i) - \delta_*(j)), \quad (5.3)$$

где  $Y_{ij}$  – коэффициент для ветви  $ij$ ;

$\delta_*(i)$  – потенциал  $i$ -го узла.

Для сетей напряжением 220 кВ и более  $\delta_*(i)$  представляет собой фазовый угол вектора напряжений, а коэффициент  $Y_{ij}$  определяется, как следует из (5.1) и (5.3), по формуле

$$Y_{ij} = \frac{U^2}{X_B}. \quad (5.4)$$

Для сетей 110 кВ и ниже потенциал  $\delta_*(i)$  – падение напряжения, а

$$Y_{ij} = \frac{U^2}{R_B + X_B \operatorname{tg} \varphi}. \quad (5.5)$$

Коэффициенты  $Y_{ij}$  в (5.3) – (5.5) имеют размерность мощности, а  $\delta_*(i)$  выражены в относительных единицах. Узловые потенциалы (фазы) в сети, содержащей  $m$  узлов, определяются решением линейной системы уравнений размерности  $(m-1)$

$$\mathbf{Y}\mathbf{\Delta} = \mathbf{P}_y, \quad (5.6)$$

где  $\mathbf{\Delta}$  – искомый вектор-столбец узловых потенциалов (или фаз потенциалов);

$\mathbf{Y}$  – квадратная матрица коэффициентов;

$\mathbf{P}_y$  – вектор столбец активных нагрузок узлов сети.

Математическую модель (5.6) называют моделью постоянного тока. Эта модель может быть решена итерационными методами (методом Зейделя) или конечными методами (методом Гаусса).

### 5.3. Применение динамического программирования для оптимизации развития электрической сети

Развитие электрической сети и ЭЭС в целом представляет бесконечный последовательный процесс смены состояний сети при росте нагрузок существующих узлов, появлении новых нагрузок, замене изношенного оборудования. Под состоянием сети понимается фиксированный для некоторого момента времени состав параметров оборудования и режимов. Практически возможно рассмотреть развитие сети в ограниченном расчётном периоде времени  $T_p$ . Состояние сети в удобно описывать с помощью вектора состояния  $\mathbf{C}_t$ , где  $t$  – номер этапа развития ( $t=1, 2, T_p$ ). Число компонент вектора  $\mathbf{C}_t$  на каждом этапе равно сумме числа новых и реконструируемых элементов сети:

$$\mathbf{C}_t = (C_{1t}, C_{2t}, \dots, C_{mt}).$$

Здесь  $C_{it}$  –  $i$ -я компонента вектора  $\mathbf{C}_t$ , соответствующая  $i$ -й ветви (группе ветвей).

Для примера схемы сети, изображённой на рис. 5.5, число компонент вектора состояния  $m=3$ , а каждая из ветвей ( $i=1, 2, 3$ ) может находиться в одном из двух состояний

$$C_{it} = \begin{cases} 0 - \text{ветвь отсутствует,} \\ 1 - \text{ветвь с параметрами } R_B, X_B, K_B. \end{cases}$$

В примере рис. 5.5 решается задача выбора оптимальной схемы присоединения к сети новой подстанции «п/ст 2» линиями «Л 2», «Л 3» и увеличения пропускной способности существующей линии «Л 1» при подвеске второй цепи. Число вариантов значений вектора  $C_t$  равно

$$N = 2^m = 2^3 = 8.$$

Используя векторы состояния, многовариантное развитие электрической сети (рис. 5.5) можно представить в виде направленного графа (рис. 5.6).

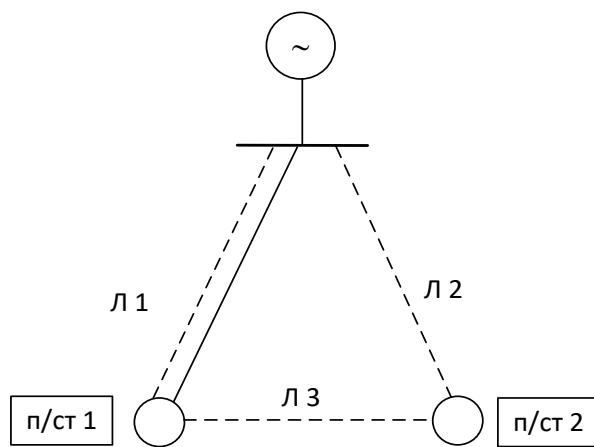


Рис.5.5. Схема проектируемой сети:

— - существующая линия;  
 --- - проектируемые линии

Вершинами графа развития являются различные варианты вектора состояния  $C_t^{(k)}$  ( $k=0, 1, \dots, N-1$ ) в момент времени  $t$ . Дуги графа отражают возможности перехода из одного состояния в другое  $C_{t-1}^{(j)} \rightarrow C_t^{(k)}$  ( $j, k=0, 1, \dots, N-1$ ), им соответствуют определённые затраты (капитальные и эксплуатационные) необходимые для такого перехода.

Существует множество допустимых дуг (путей), соединяющих начальную вершину  $C_0$  с одной из вершин  $C_{T_p}^{(k)}$  ( $k=0, 1, \dots, N-1$ ), находящейся на уровне  $t=T_p$ . Допустимость путей и состояний (вершин графа) проверяется сопоставлением расчётных величин потоков мощности и напряжений с предельно возможными для рассматриваемого состояния сети. Переход из одного состояния в другое  $C_{t-1}^{(j)} \rightarrow C_t^{(k)}$  возможен, если возможен переход по каждой компоненте вектора  $C_{i,t-1}^{(j)} \rightarrow C_{it}^{(k)}$ . Для этого должно выполняться условие

$$C_{it}^{(k)} \geq C_{i,t-1}^{(j)}, \quad i = 1, 2, 3, \dots (j, k=0, 1, \dots, N-1). \quad (5.7)$$

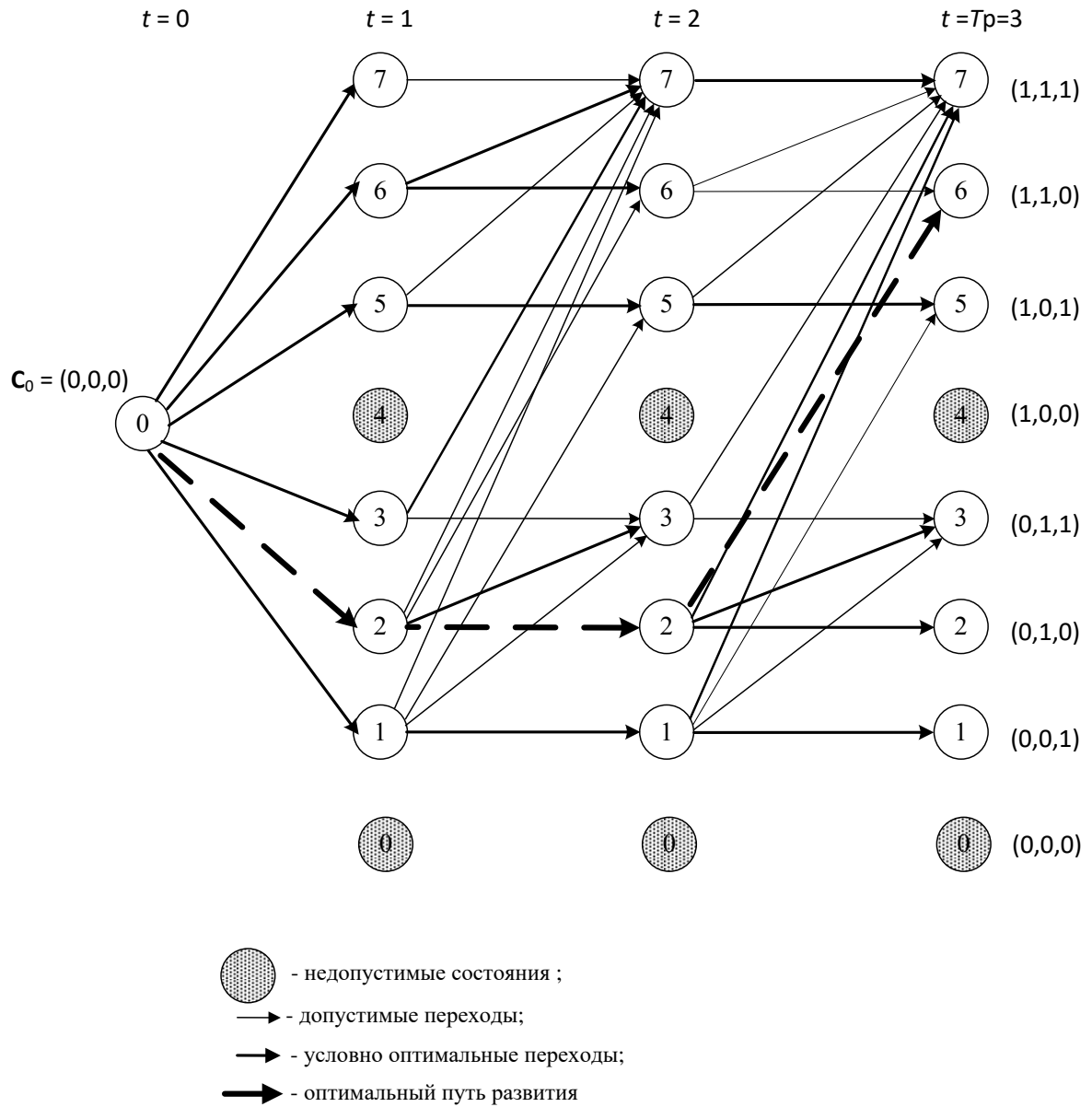


Рис. 5.6. Граф развития электрической сети

Среди допустимых путей от  $C_0$  до  $C_{T_p}^{(k)}$  ( $k=0, 1, \dots, N-1$ ) и необходимо найти путь «кратчайшей длины», для которого суммарные дисконтированные затраты на последовательные переходы от одного состояния к другому – минимальны

$$Z_d = \sum_{t=1}^{T_p} (K_t + I_t)(1+E)^{-t} = \sum_{t=1}^{T_p} Z_t \Rightarrow \min, \quad (5.8)$$

где  $Z_t = (K_t + I_t)(1+E)^{-t}$  – затраты в году  $t$  с учётом их дисконтирования.



Капитальные вложения  $K_t$  определяются изменениями сети в году  $t$  при переходе  $\mathbf{C}_{t-1}^{(j)} \rightarrow \mathbf{C}_t^{(k)}$ , т.е. зависят от  $\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}$  и  $\mathbf{C}_t^{(k)}$ . Эксплуатационные затраты  $I_t$  состоят из суммы расходов на обслуживание, ремонт  $I_{\text{обс } t}$  и стоимости изменения потерь электроэнергии при вводе новых объектов  $I_{\text{пот } t} = \Pi_3 \delta W_t$ , определяемой по средневзвешенному тарифу на электроэнергию  $\Pi_3$ . Величина  $I_{\text{обс } t}$  зависит от всех капиталовложений, осуществлённых за период от первого года до года  $(t-1)$ , и определяется значением вектора состояний  $\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}$ . Изменения потерь электроэнергии  $\delta W_t = \Delta W(\mathbf{C}_t^{(k)}) - \Delta W(\mathbf{C}_{t-1}^{(j)})$  зависят от состояний  $\mathbf{C}_t^{(k)}$ ,  $\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}$ , нагрузок года  $t$  и  $(t-1)$ .

Таким образом для всего расчётного периода затраты (5.8) равны сумме затрат для каждого перехода в отдельности, т.е. обладают свойствами аддитивности:

$$Z_d = \sum_{t=1}^{T_p} Z_t(\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}, \mathbf{C}_t^{(k)}). \quad (5.9)$$

Целенаправленный поиск оптимального пути развития сети из множества возможных  $S$  с использованием графа развития выполняется методом динамического программирования, основанного на принципе оптимальности [16, 17]. Согласно этому принципу любой участок оптимального пути является оптимальным. Метод динамического программирования применительно к задаче поиска минимума (5.9) позволяет на каждом шаге  $t$  решать задачу минимизации только по переменным  $\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}$  и последовательно уменьшать число конкурентноспособных вариантов из множества  $S$ .

Алгоритм решения представляет собой многошаговый процесс, на каждом шаге которого производят «отметание» некоторого множества вариантов  $S_t$ , о котором в процессе работы алгоритма становится известным, что оно не содержит участка оптимального пути.

Обозначим через  $l\left(\mathbf{C}_t^{(k)}\right)$  минимальные затраты на переход от вершины  $\mathbf{C}_0$  до вершины  $\mathbf{C}_t^{(k)}$ . На первом шаге

$$l\left(\mathbf{C}_1^{(k)}\right)=z_1\left(\mathbf{C}_0, \mathbf{C}_1^{(k)}\right) \quad (5.10)$$

и сужения множества  $S$  не происходит. На втором шаге рассмотрим пути от вершины  $\mathbf{C}_0$  до любой вершины  $\mathbf{C}_2^{(k)}$ . Путь с минимальными затратами определим из соотношения

$$l\left(\mathbf{C}_2^{(k)}\right)=\min _{k=0,1, \ldots, N-1} z_2\left(\mathbf{C}_0, \mathbf{C}_2^{(k)}\right)=\min _{\mathbf{C}_1^{(j)} \rightarrow \mathbf{C}_2^{(k)}}\left[l\left(\mathbf{C}_1^{(j)}\right)+z_2\left(\mathbf{C}_1^{(j)}, \mathbf{C}_2^{(k)}\right)\right] . \quad (5.11)$$

Любой путь, проходящий через  $\mathbf{C}_1^{(j)}$  и не содержащий участка  $l\left(\mathbf{C}_2^{(k)}\right)$ , не может быть претендентом на оптимальность. Множество вариантов  $S_2$ , которое мы исключаем на этом шаге, состоит из всех путей, не содержащих участка  $l\left(\mathbf{C}_2^{(k)}\right)$ .

Пусть теперь для каждой вершины  $\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}$  определены затраты  $l\left(\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}\right)$  на пути от исходной вершины  $\mathbf{C}_0$ . Тогда минимальные затраты на пути, соединяющим любую вершину  $\mathbf{C}_t^{(k)}$  и  $\mathbf{C}_0$ , равны

$$l\left(\mathbf{C}_t^{(k)}\right)=\min _{k=0,1, \ldots, N-1} z_t\left(\mathbf{C}_0, \mathbf{C}_t^{(k)}\right)=\min _{\mathbf{C}_{t-1}^{(j)} \rightarrow \mathbf{C}_t^{(k)}}\left[l\left(\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}\right)+z_t\left(\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}, \mathbf{C}_t^{(k)}\right)\right] . \quad (5.12)$$

Все варианты путей  $S_t$ , не содержащие участка  $l\left(\mathbf{C}_t^{(k)}\right)$ , отбрасываются. Формула (5.12) – это общее рекуррентное уравнение, описывающее многошаговый процесс отыскания решения. Продолжая расчёт по (5.10) на последнем шаге ( $t=T_p$ )

получим для каждой вершины  $\mathbf{C}_{T_p}^{(k)}$  значение функции  $l(\mathbf{C}_{T_p}^{(k)})$ . Чтобы завершить процедуру поиска оптимального пути, выполним ещё одну процедуру минимизации:

$$Z_{\text{опт}} = \min_k \left[ l(\mathbf{C}_{T_p}^{(k)}) \right]. \quad (5.13)$$

Применение метода динамического программирования для решения модели оптимизации развития электрической сети позволяет учесть нелинейность технико-экономических показателей, дискретное изменение параметров, динамизм развития. Однако реализация данного метода предъявляет высокие требования к объёму памяти и быстродействию ЭВМ. Уменьшение числа рассматриваемых состояний может быть достигнуто предварительным анализом условий развития сети, выполненным проектировщиком.

### 5.3. Пример оптимизации развития электрической сети

Рассмотрим подробно процесс оптимизации развития электрической сети, показанной на рис. 5.7. Продолжительность расчётного периода – 5 лет. Изменения нагрузок узлов 1 и 2 приведены на рис. 5.8.

В течение проектного периода возможно проведение реконструкции существующей линии Л1 путем подвески второй цепи на существующие двухцепные опоры. Новые линии Л2, Л3 для присоединения новой подстанции (узла 2) - одноцепные. Коэффициент дисконтирования  $E$  при вычислении затрат по (5.8) принят равным 0,1. Стоимость потерь электроэнергии вычисляется при  $C_э=0,7$  руб./кВт·ч.

Для описания развития сети используют вектор состояния  $C_t$ , где  $t$  – номер этапа развития ( $t=1, 2, \dots, 5$ ). Число компонент вектора  $C_t$  на каждом этапе равно сумме числа новых и реконструируемых линий:

$$C_t = (C_{1t}, C_{2t}, C_{3t}).$$

Здесь  $C_{it}$  –  $i$ -я компонента вектора  $C_t$ , соответствующая  $i$ -й линии.

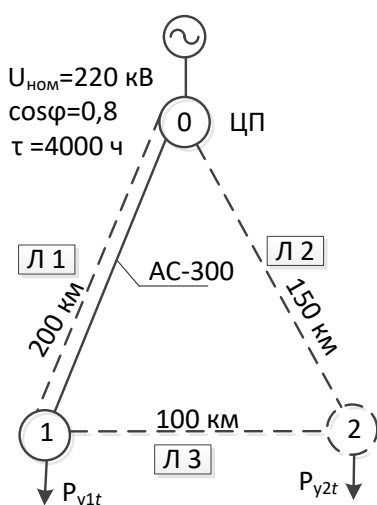


Рис.5.7. Схема, проектируемой сети

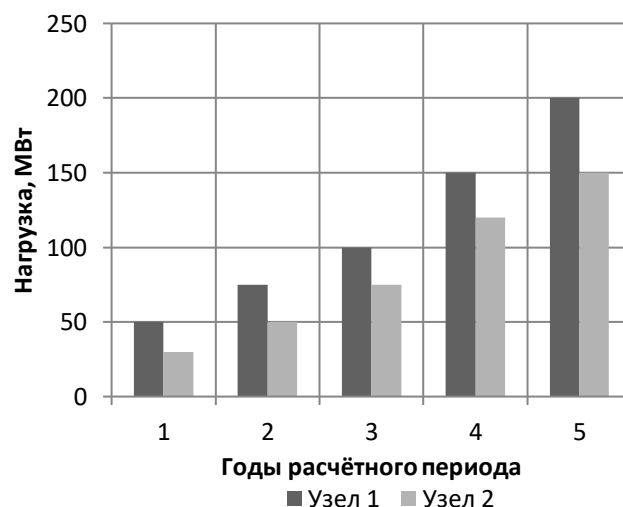


Рис. 5.8. Нагрузки сети

В табл. 5.1 для линий Л1 – Л3 указаны по два возможных состояния (исходное -  $C_{it} = 0$  и конечное -  $C_{it} = 1, i=1, 2, 3$ ), в которых может находиться каждая линия на любом этапе развития. Так как  $i$ -я линия ( $i=1, 2, 3$ ) может находиться в одном из двух состояний,

$$C_{it} = \begin{cases} 0 - \text{исходное,} \\ 1 - \text{конечное,} \end{cases}$$

то общее число вариантов значений вектора  $\mathbf{C}_t$  равно

$$N = 2^n = 2^3 = 8.$$

Таблица 5.1. – Варианты состояний линий сети

Л1		Л2		Л3	
Значения компоненты вектора состояния $C_{1t}$	Характеристика состояния	Значения компоненты вектора состояния $C_{2t}$	Характеристика состояния	Значения компоненты вектора состояния $C_{3t}$	Характеристика состояния
0	Одна цепь АС-300	0	Линия отсутствует	0	Линия отсутствует
1	Две цепи АС-300	1	Линия АС-400	1	Линия АС-300

Состояния сети, описываемые векторами  $\mathbf{C}_t^{(k=0)} = (0,0,0)$  и  $\mathbf{C}_t^{(k=4)} = (1,0,0)$ , недопустимы, так как в таких схемах узел 2 не имеет связей с центром питания (узлом 0), что следует из рис. 5.9.

Параметры, необходимые для расчётов режимов сети и экономических показателей даны в табл. 5.2. Расчёт режима (фаз потенциалов узлов  $\delta_{*1}, \delta_{*2}$ ) в различных вариантах проектируемой сети (рис.5.9) осуществляется решением системы линейных уравнений (5.6). Элементы матрицы коэффициентов  $\mathbf{Y}$  в (5.6) вычисляются по (5.4).



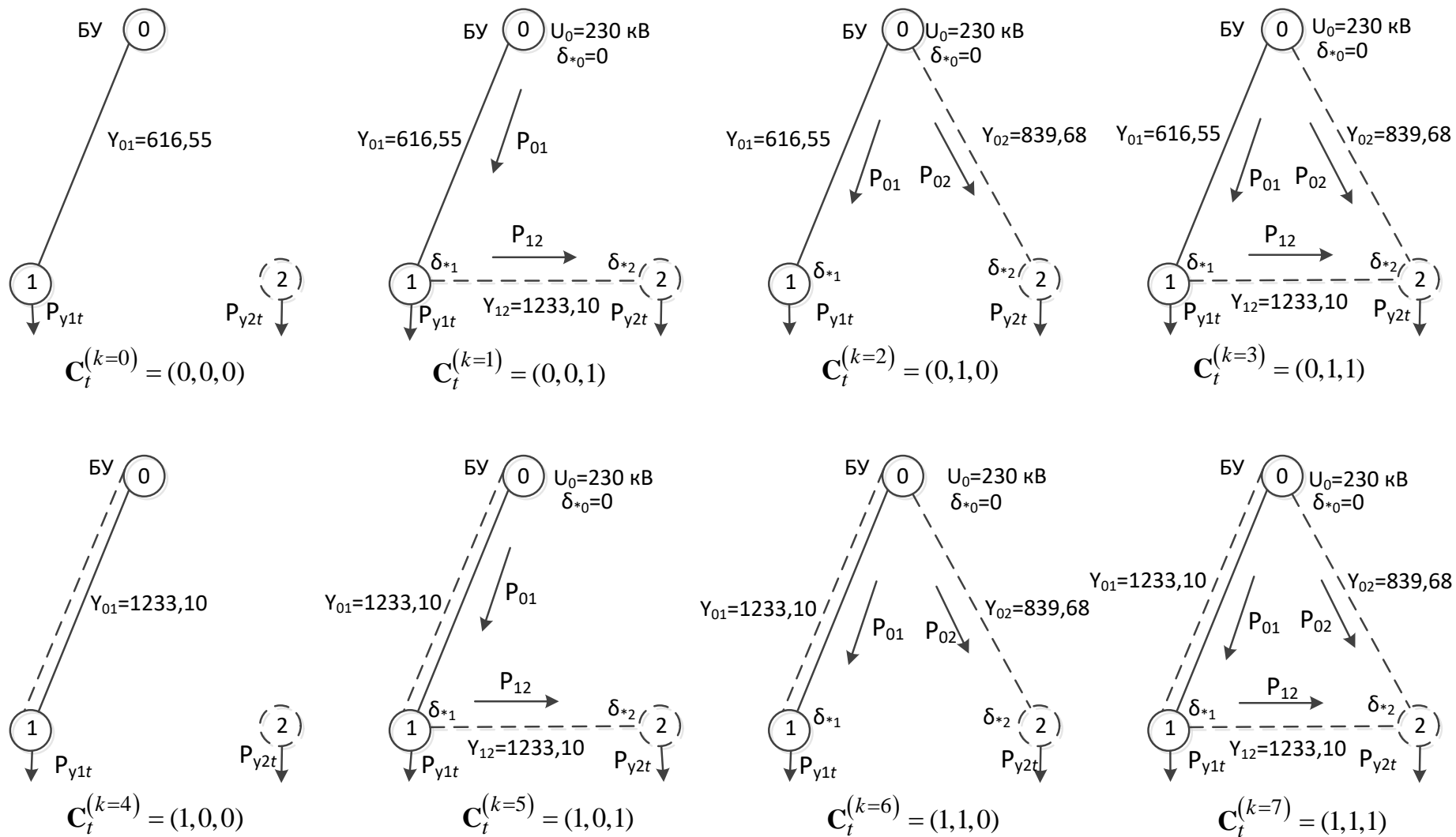


Рис. 5.9. Расчётные схемы сети

Таблица 5.2. – Параметры линий

Линии	Состояние линии									
	Исходное					Конечное				
	$R_B$ , Ом	$X_B$ , Ом	$P_{пр}$ , МВт	$\Delta W_{кор}$ , млн. кВт·ч	$K_B$ , млн. руб	$R_B$ , Ом	$X_B$ , Ом	$P_{пр}$ , МВт	$\Delta W_{кор}$ , млн. кВт·ч	$K_B$ , млн. руб
Л1	19,60	85,80	150	2,44	-	9,80	42,90	300	4,72	177,00
Л2	-	-	-	-	-	11,25	63,00	200	1,37	281,25
Л3	-	-	-	-	-	9,80	42,90	200	1,22	158,00

Потери электроэнергии для каждого варианта развития электрической сети определены как сумма нагрузочных потерь и потерь на корону (рис.5.10).

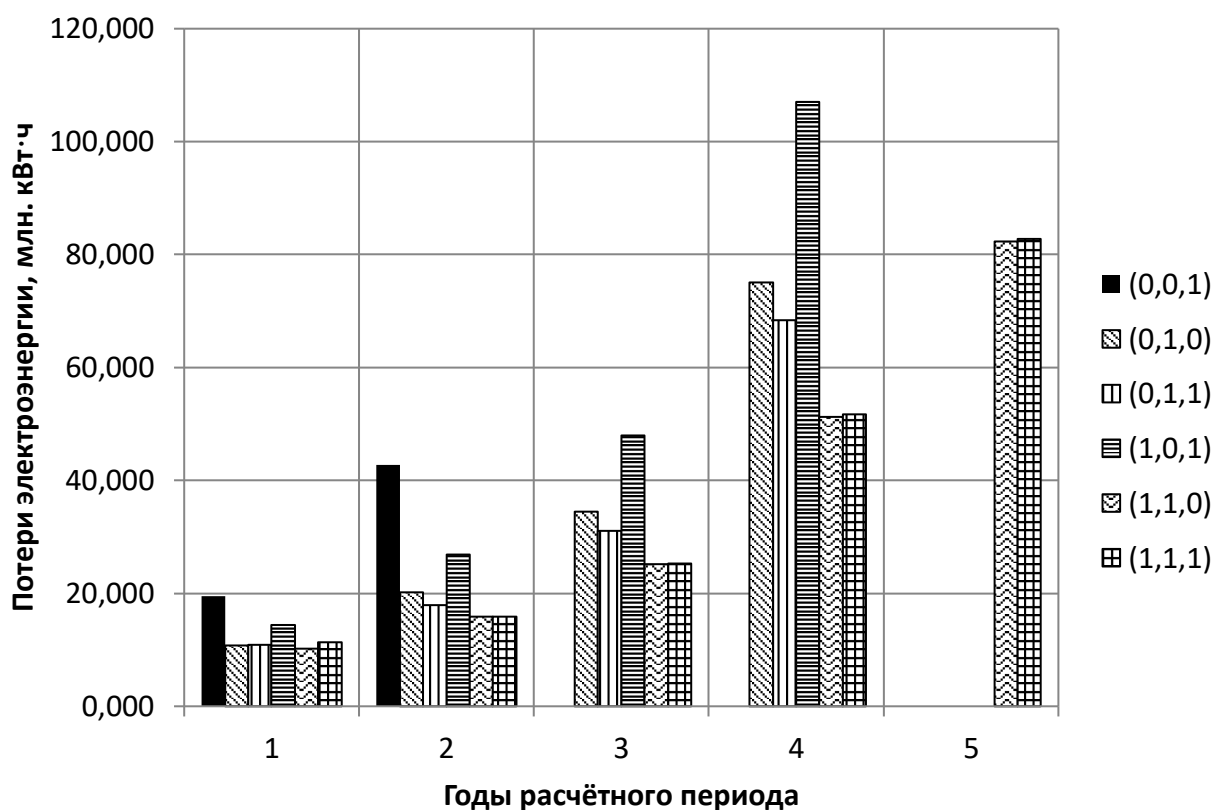


Рис. 5.10. Суммарные потери электроэнергии по вариантам развития электрической сети

Нагрузочные потери рассчитаны методом числа часов максимальных потерь, рассмотренным в § 3.4.

В качестве примера расчёта элементов матрицы коэффициентов  $Y$  рассмотрим схему проектируемой сети, соответствующую вектору состояния



$\mathbf{C}_t^{(k=3)} = (0,1,1)$ , (см. рис. 5.9). В этом состоянии линия Л1 имеет одну цепь с проводами АС-300 (исходное состояние), линия Л2 – одна цепь с проводами АС-400 (конечное состояние) и линия Л3 – одна цепь с проводами АС-300 (конечное состояние) (см. табл. 5.1).

Коэффициенты  $Y_{ij}$  для ветвей этой схемы вычислены по (5.4) при  $U=230$  кВ:

$$Y_{01} = \frac{230^2}{85,8} = 616,55; \quad Y_{02} = \frac{230^2}{63,0} = 839,68; \quad Y_{12} = \frac{230^2}{42,9} = 1233,10.$$

Диагональные элементы матрицы  $\mathbf{Y}$  и матрица в целом равны

$$Y_{11} = -(Y_{01} + Y_{12}) = -1849,65; \quad Y_{22} = -(Y_{02} + Y_{12}) = -2072,78;$$

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} -1849,65 & 1233,10 \\ 1233,10 & -2072,78 \end{bmatrix}. \quad (5.14)$$

Решение системы линейных уравнений (5.6) для рассматриваемой задачи может быть выполнено методом обратной матрицы

$$\mathbf{\Delta} = \mathbf{Y}^{-1} \mathbf{P}_y;$$

$$\begin{bmatrix} \delta_{*1} \\ \delta_{*2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P_{y1t} \\ P_{y2t} \end{bmatrix}, \quad (5.15)$$

где  $P_{y1t}$ ,  $P_{y2t}$  – нагрузки узлов 1 и 2 в году  $t$ .

Матрица обратная по отношению к матрице (5.14) определяется следующим образом.

$$\mathbf{Y}^{-1} \equiv [\mathbf{Y}_{ij}]^{-1} \equiv \left[ \frac{\mathbf{Y}_{ji}}{\det[\mathbf{Y}_{ij}]} \right],$$

где  $\mathbf{Y}_{ji}$  – алгебраическое дополнение элемента  $Y_{ij}$  в определителе  $\det[\mathbf{Y}_{ij}]$ .

Определитель матрицы (5.14) равен

$$\det[\mathbf{Y}_{ij}] = -1849,65 \times (-2072,78) - 1233,10 \times 1233,10 = 2313387,196.$$

Обратная матрица

$$\mathbf{Y}^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{-2072,78}{2313387,196} & \frac{-1233,10}{2313387,196} \\ \frac{-1233,10}{2313387,196} & \frac{-1849,65}{2313387,196} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,00089599 & -0,00053303 \\ -0,00053303 & -0,00079954 \end{bmatrix}.$$

Искомые фазы потенциалов узлов для схемы, определяемой вектором  $\mathbf{C}_t^{(k=3)} = (0,1,1)$ , при нагрузках узлов схемы сети года  $t=1$  вычисляются по (5.15).

$$\begin{bmatrix} \delta_{*1} \\ \delta_{*2} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,00089599 & -0,00053303 \\ -0,00053303 & -0,00079954 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 50 \\ 30 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0,06 \\ -0,05 \end{bmatrix}.$$

Потоки мощности по ветвям сети (см. рис. 5.9) определяются по формуле (5.3).

$$P_{01} = Y_{01} (\delta_{*0} - \delta_{*1}) = 616,55 (0 - (-0,06)) = 37,48 \text{ МВт};$$

$$P_{02} = Y_{02} (\delta_{*0} - \delta_{*2}) = 839,68 (0 - (-0,05)) = 42,52 \text{ МВт};$$

$$P_{12} = Y_{12} (\delta_{*1} - \delta_{*2}) = 1233,10 (-0,06 - (-0,05)) = -12,52 \text{ МВт}.$$

Расчётные потоки мощности по ветвям  $P_{ij}$  сравниваются с предельно допустимыми (см.  $P_{пр}$  в табл. 5.2). На основании чего делается вывод о допустимости рассматриваемого варианта схемы (вектора состояния) в году  $t$ .

Нагрузочные потери мощности в линиях в году  $t=1$  вычислены по формуле

$$\Delta P_{\text{нагр}} = \sum_{ij} \frac{P_{ij}^2 R_{vij}}{U_0^2 \cos^2 \varphi} = \frac{37,48^2 \times 19,60 + 42,52^2 \times 11,25 + 12,52^2 \times 9,80}{230^2 \times 0,8^2} = 1,459 \text{ МВт},$$

а потери электроэнергии равны

$$\begin{aligned} \Delta W &= \Delta P_{\text{нагр}} \tau + \sum_{ij} \Delta W_{\text{кор}ij} = \\ &= 1,459 \times 4000 \times 10^{-3} + 2,44 + 1,37 + 1,22 = 10,870 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}. \end{aligned}$$

Результаты расчётов режимов для вариантов схем рис. 5.9 для всех лет расчётного периода приведены в табл. 5.3.

В этой таблице режимы недопустимые по условиям ограничений на передаваемую мощность выделены курсивом. Для недопустимых режимов расчёты потерь мощности и энергии не выполняются.

Множество допустимых состояний в каждом году расчётного периода  $\mathbf{C}_t^{(k)}$  связаны между собой дугами графа развития сети (рис. 5.11). Допустимость переходов от одного состояния к другому  $\mathbf{C}_{t-1}^{(j)} \rightarrow \mathbf{C}_t^{(k)}$  проверяется по условию (5.7). Каждой дуге графа развития ставятся в соответствие капиталовложения в сеть, а каждой вершине – эксплуатационные затраты, включающие и приращение стоимости потерь электроэнергии. Из рис. 5.11 следует, что даже для простой схемы сети существует большое количество путей развития, начинающихся в исходном состоянии  $\mathbf{C}_0$  и заканчивающихся в одном из допустимых состояний

$\mathbf{C}_{t=5}^{(k)}$ . Целенаправленный поиск оптимального пути развития выполняется с использованием многошагового алгоритма метода динамического программирования, рассмотренного в § 5.3.

Таблица 5.3. – Параметры схем и режимов проектируемой сети

$k$	$\mathbf{C}_t^{(k)}$	Параметры схемы		Параметры режима	Годы расчётного периода				
					$t=1$	$t=2$	$t=3$	$t=4$	$t=5$
1	(0,0,1)	$\mathbf{Y}=$		$P_{y1}$ , МВт	50	75	100	150	200
		-1849,65	1233,10	$P_{y2}$ , МВт	30	50	75	120	150
		1233,10	-1233,10	$\delta_{*1}$ , рад	-0,13	-0,20	-0,28	-0,44	-0,57
		$\det[Y_{ij}]=$ 760268,0924		$\delta_{*2}$ , рад	-0,15	-0,24	-0,34	-0,54	-0,69
				$P_{01}$ , МВт	80	125	175	-	-
		$\mathbf{Y}^{-1}=$		$P_{02}$ , МВт	0	0	0	-	-
		-0,00162193	-0,00162193	$P_{12}$ , МВт	30	50	75	-	-
		-0,00162193	-0,00243289	$\Delta P_{\text{нагр}}$ , МВт	3,966	9,769	-	-	-
				$\Delta W$ , млн. кВт·ч	19,522	42,737	-	-	-
2	(0,1,0)	$\mathbf{Y}=$		$P_{y1}$ , МВт	50	75	100	150	200
		-616,55	0	$P_{y2}$ , МВт	30	50	75	120	150
		0	-839,68	$\delta_{*1}$ , рад	-0,08	-0,12	-0,16	-0,24	-0,32
		$\det[Y_{ij}]=$ 517706,3677		$\delta_{*2}$ , рад	-0,04	-0,06	-0,09	-0,14	-0,18
				$P_{01}$ , МВт	50	75	100	150	200
		$\mathbf{Y}^{-1}=$		$P_{02}$ , МВт	30	50	75	120	150
		-0,00162193	0	$P_{12}$ , МВт	0	0	0	0	0
		0	-0,00119093	$\Delta P_{\text{нагр}}$ , МВт	1,746	4,087	7,658	17,811	-
				$\Delta W$ , млн. кВт·ч	10,798	20,161	34,446	75,055	-

Продолжение табл. 5.3

$k$	$\mathbf{C}_t^{(k)}$	Параметры схемы		Параметры режима	Годы расчётного периода				
					$t=1$	$t=2$	$t=3$	$t=4$	$t=5$
3	(0,1,1)	$\mathbf{Y}=$		$P_{y1}, \text{ МВт}$	50	75	100	150	200
		-1849,65	1233,10	$P_{y2}, \text{ МВт}$	30	50	75	120	150
		1233,10	-2072,78	$\delta_{*1}, \text{ рад}$	-0,06	-0,09	-0,13	-0,20	-0,26
		$\det[\mathbf{Y}]=$ 2313387,196		$\delta_{*2}, \text{ рад}$	-0,05	-0,08	-0,11	-0,18	-0,23
				$P_{01}, \text{ МВт}$	37,480	57,864	79,890	122,300	159,781
		$\mathbf{Y}^{-1}=$		$P_{02}, \text{ МВт}$	42,520	67,136	95,110	147,700	190,219
		-0,00089599	-0,00053303	$P_{12}, \text{ МВт}$	-12,520	-17,136	-20,110	-27,700	-40,219
		-0,00053303	-0,00079954	$\Delta P_{\text{нагр}}, \text{ МВт}$	1,459	3,521	6,818	16,130	-
				$\Delta W,$ млн. кВт·ч	10,870	19,117	32,304	69,553	-
5	(1,0,1)	$\mathbf{Y}=$		$P_{y1}, \text{ МВт}$	50	75	100	150	200
		-2466,20	1233,10	$P_{y2}, \text{ МВт}$	30	50	75	120	150
		1233,10	-1233,10	$\delta_{*1}, \text{ рад}$	-0,06	-0,10	-0,14	-0,22	-0,28
		$\det[\mathbf{Y}]=$ 1520536,185		$\delta_{*2}, \text{ рад}$	-0,09	-0,14	-0,20	-0,32	-0,41
				$P_{01}, \text{ МВт}$	80,000	125,000	175,000	270,000	350,000
		$\mathbf{Y}^{-1}$		$P_{02}, \text{ МВт}$	0	0	0	0	0
		-0,00081096	-0,00081096	$P_{12}, \text{ МВт}$	30,000	50,000	75,000	120,000	150,000
		-0,00081096	-0,00162193	$\Delta P_{\text{нагр}}, \text{ МВт}$	2,113	5,246	10,493	25,270	-
				$\Delta W,$ млн. кВт·ч	14,392	26,926	47,912	107,020	-

Продолжение табл. 5.3

$k$	$C_t^{(k)}$	Параметры схемы		Параметры режима	Годы расчётного периода				
					$t=1$	$t=2$	$t=3$	$t=4$	$t=5$
6	(1,1,0)	$Y=$		$P_{y1}, \text{ МВт}$	50	75	100	150	200
		-1233,10	0,00	$P_{y2}, \text{ МВт}$	30	50	75	120	150
		0,00	-839,68	$\delta_{*1}, \text{ рад}$	-0,04	-0,06	-0,08	-0,12	-0,16
		$\det[Y]=$ 1035412,735		$\delta_{*2}, \text{ рад}$	-0,04	-0,06	-0,09	-0,14	-0,18
				$P_{01}, \text{ МВт}$	50	75	100	150	200
		$Y^{-1}=$		$P_{02}, \text{ МВт}$	30	50	75	120	150
		-0,00081096	0	$P_{12}, \text{ МВт}$	0	0	0	0	0
		0	-0,00119093	$\Delta P_{\text{нагр}}, \text{ МВт}$	1,023	2,459	4,764	11,298	19,055
				$\Delta W,$ млн. кВт·ч	10,183	15,928	25,147	51,284	82,312
7	(1,1,1)	$Y=$		$P_{y1}, \text{ МВт}$	50	75	100	150	200
		-2466,20	1233,10	$P_{y2}, \text{ МВт}$	30	50	75	120	150
		1233,10	-2072,78	$\delta_{*1}, \text{ рад}$	-0,04	-0,06	-0,08	-0,13	-0,17
		$\det[Y]=$ 3591361,656		$\delta_{*2}, \text{ рад}$	-0,04	-0,06	-0,09	-0,13	-0,17
				$P_{01}, \text{ МВт}$	48,286	74,546	102,923	157,560	205,847
		$Y^{-1}=$		$P_{02}, \text{ МВт}$	31,714	50,454	72,077	112,440	144,153
		-0,00057716	-0,00034335	$P_{12}, \text{ МВт}$	-1,714	-0,454	2,923	7,560	5,847
		-0,00034335	-0,0006867	$\Delta P_{\text{нагр}}, \text{ МВт}$	1,010	2,455	4,795	11,404	19,180
				$\Delta W,$ млн. кВт·ч	11,352	17,131	26,493	52,927	84,033

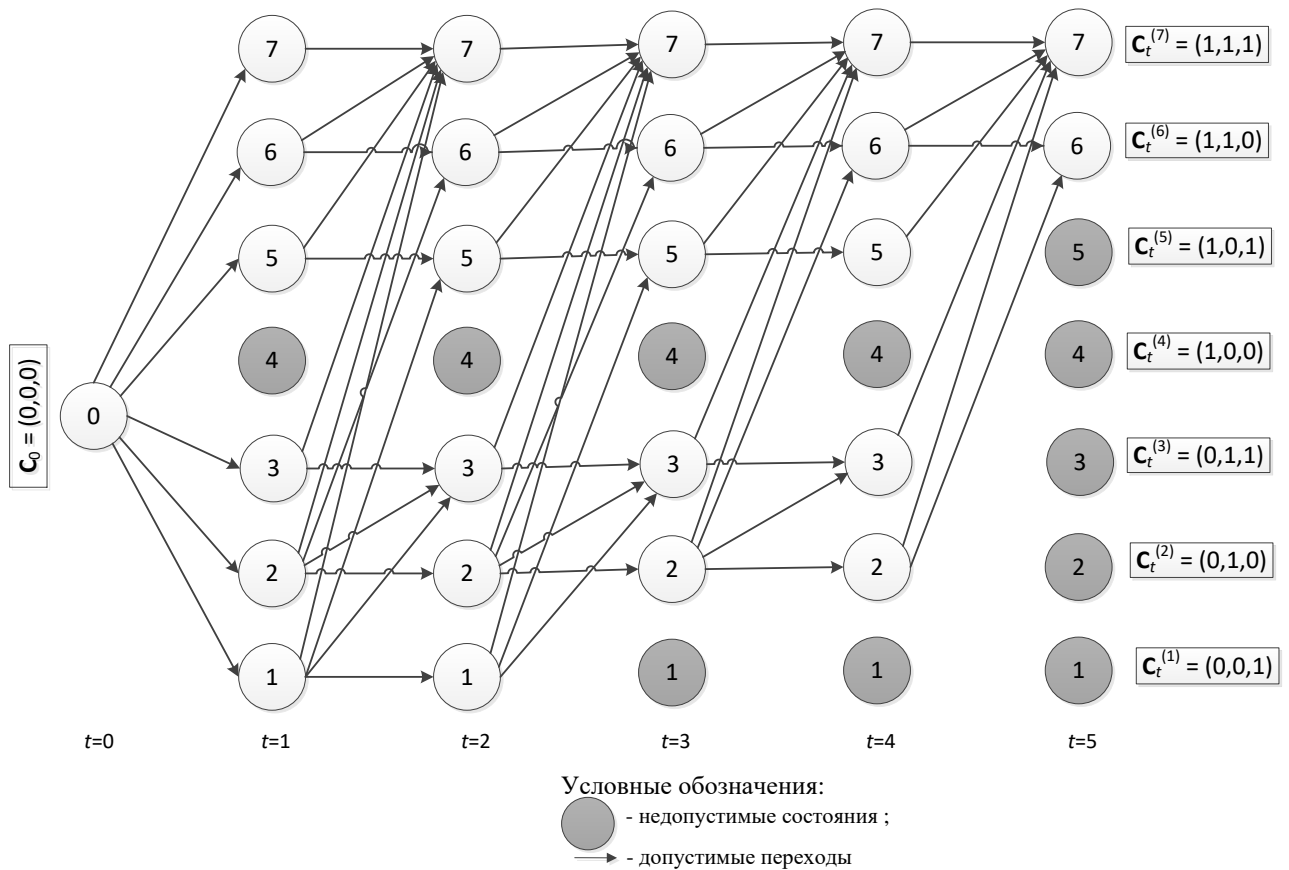


Рис. 5.11. Граф развития электрической сети

На первом шаге рассматриваются все возможные пути развития, от состояния  $C_0$  до каждого допустимого состояния  $C_{t=1}^{(k)}$  при  $t=1$  (рис. 5.12). В каждое состояние  $C_{t=1}^{(k)}$  на этом шаге ведёт только один путь (одна дуга графа) и проблемы выбора лучшего по затратам пути здесь не существует. Затраты  $l_1 = l(C_1^{(k)})$  на первом шаге вычисляются по (5.10). Капиталовложения первого шага и затраты на рис. 5.12 даны в млн. рублей.

На втором шаге возникает множество путей от начального состояния  $C_0$  до каждого допустимого состояния  $C_2^{(k)}$  в году  $t=2$  (см. рис. 5.12). Например, в состояние  $C_2^{(3)}$  ведут три допустимых пути:  $C_0 \rightarrow C_1^{(1)} \rightarrow C_2^{(3)}$ ,  $C_0 \rightarrow C_1^{(2)} \rightarrow C_2^{(3)}$ ,  $C_0 \rightarrow C_1^{(3)} \rightarrow C_2^{(3)}$ .



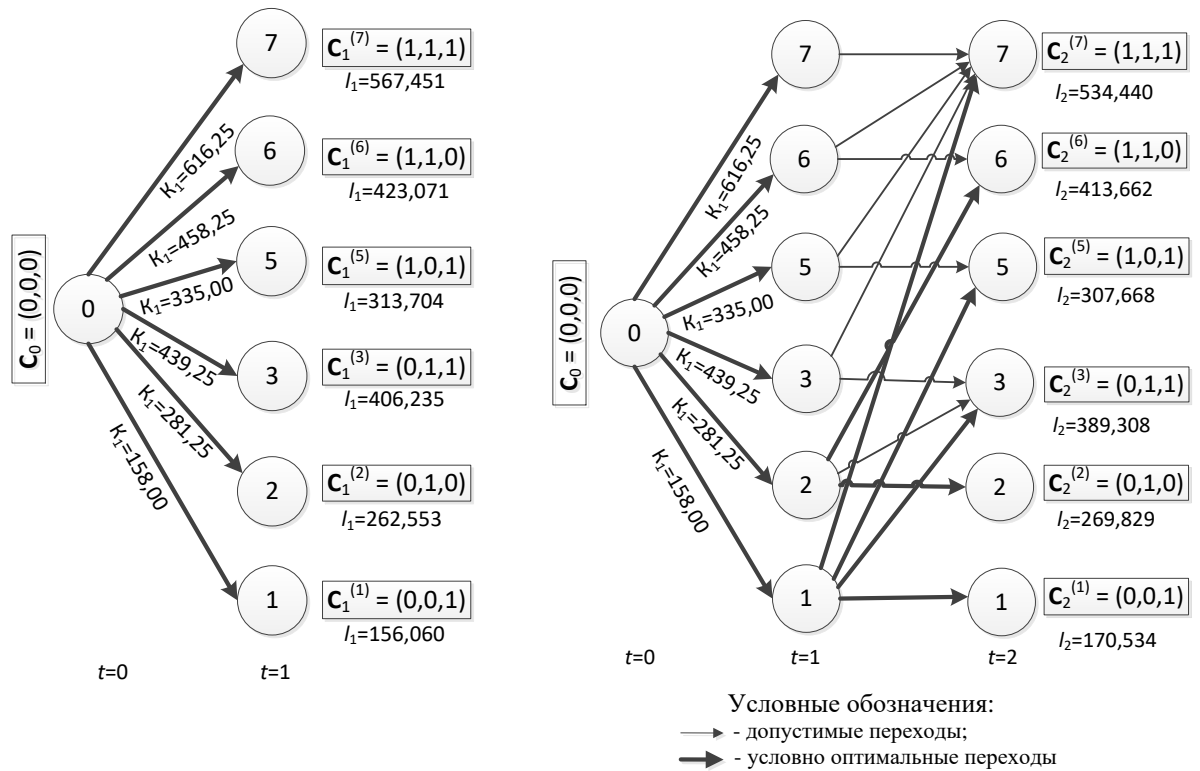


Рис. 5.12. Первый и второй шаги оптимизации развития электрической сети

Капитальные вложения на любом шаге вычисляются следующим образом.

Сравниваются значения компонент векторов состояния  $C_{t-1}^{(j)} \rightarrow C_t^{(k)}$  и вычисляются капитальные вложения с использованием данных табл. 5.2.

$$K_t = \sum_{i=1}^3 K_{vi} \left( C_{it}^{(k)} - C_{i,t-1}^{(j)} \right),$$

где  $K_{vi}$  – капитальные вложения в  $i$ -ю линию.

Например, для перехода  $C_1^{(1)} \rightarrow C_2^{(3)}$   $((0,0,1) \rightarrow (0,1,1))$  капитальные вложения равны

$$K'_2 = 177,00 \times (0 - 0) + 281,25 \times (1 - 0) + 158,00 \times (1 - 1) = 281,25 \text{ млн. руб.,}$$

для перехода  $\mathbf{C}_1^{(2)} \rightarrow \mathbf{C}_2^{(3)}$   $((0,1,0) \rightarrow (0,1,1))$

$$K_2'' = 177,00 \times (0 - 0) + 281,25 \times (1 - 1) + 158,00 \times (1 - 0) = 158,00 \text{ млн. руб.}$$

Стоимость изменения потерь электроэнергии при переходе  $\mathbf{C}_{t-1}^{(j)} \rightarrow \mathbf{C}_t^{(k)}$  определяется с использованием результатов расчёта режимов, приведённых в табл. 5.3. Например, при переходе  $\mathbf{C}_1^{(1)} \rightarrow \mathbf{C}_2^{(3)}$  потери электроэнергии изменяются следующим образом.

$$\Delta W''(\mathbf{C}_2^{(3)}) = 19,117 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}; \quad \Delta W'(\mathbf{C}_1^{(1)}) = 19,522 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\delta W = \Delta W''(\mathbf{C}_2^{(3)}) - \Delta W'(\mathbf{C}_1^{(1)}) = 19,117 - 19,522 = -0,406 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч}.$$

Здесь видно сопутствующее снижение потерь электроэнергии при развитии электрической сети. Стоимость изменения потерь в этом случае равна

$$И_{\text{пот}2}(\delta W) = \Pi_3 \cdot \delta W = 0,7 \times (-0,406) = -0,284 \text{ млн. руб.}$$

Эксплуатационные расходы при переходе  $\mathbf{C}_1^{(1)} \rightarrow \mathbf{C}_2^{(3)}$  определяются стоимостью сети в состоянии  $\mathbf{C}_1^{(1)} = (0,0,1)$  и нормативом отчислений на обслуживание сети.

$$И_{\text{обс}t}(\mathbf{C}_1^{(1)}) = 0,008 \times 158,00 = 1,264 \text{ млн. руб.}$$

Затраты при пути развития  $\mathbf{C}_0 \rightarrow \mathbf{C}_1^{(1)} \rightarrow \mathbf{C}_2^{(3)}$  определяются по (5.11).

$$\begin{aligned}
3'(\mathbf{C}_2^{(3)}) &= \left[ l(\mathbf{C}_1^{(1)}) + 3_2(\mathbf{C}_1^{(1)}, \mathbf{C}_2^{(3)}) \right] = \\
&= 156,060 + (281,25 - 0,284 + 1,264)(1 + 0,1)^{-2} = 389,308 \text{ млн. руб.}
\end{aligned}$$

Затраты при пути развития  $\mathbf{C}_0 \rightarrow \mathbf{C}_1^{(2)} \rightarrow \mathbf{C}_2^{(3)}$  определяются аналогично.

$$3''(\mathbf{C}_2^{(3)}) = \left[ l(\mathbf{C}_1^{(2)}) + 3_2(\mathbf{C}_1^{(2)}, \mathbf{C}_2^{(3)}) \right] = 399,804 \text{ млн. руб.}$$

Для пути  $\mathbf{C}_0 \rightarrow \mathbf{C}_1^{(3)} \rightarrow \mathbf{C}_2^{(3)}$

$$3'''(\mathbf{C}_2^{(3)}) = \left[ l(\mathbf{C}_1^{(3)}) + 3_2(\mathbf{C}_1^{(3)}, \mathbf{C}_2^{(3)}) \right] = 413,910 \text{ млн. руб.}$$

Минимальные затраты для пути развития, заканчивающегося в состоянии  $\mathbf{C}_2^{(3)}$ , равны  $l(\mathbf{C}_2^{(3)}) = 389,308 \text{ млн. руб.}$

Необходимо для каждого состояния  $\mathbf{C}_2^{(k)}$  выбрать по одному пути, которому соответствует минимум затрат (5.11). Этот путь сохраняется и называется условно-оптимальным. Остальные пути отбрасываются. Условно-оптимальные пути (переходы) для третьего, четвёртого и пятого шагов (рис. 5.13, 5.14, 5.15) определяются аналогично по общей формуле (5.12).

При выполнении пятого шага оптимизации выявлены два альтернативных пути развития электрической сети (см. рис. 5.15). Первый из них заканчивается в состоянии  $\mathbf{C}_5^{(7)} = (1,1,1)$ , а второй – в состоянии  $\mathbf{C}_5^{(6)} = (1,1,0)$ . Суммарные затраты за расчётный период в первом случае составляют  $l_5 = l(\mathbf{C}_5^{(7)}) = 503,586 \text{ млн. руб.}$ , а во втором –  $l_5 = l(\mathbf{C}_5^{(6)}) = 414,439 \text{ млн. руб.}$  Сравнивая эти затраты,

выбираем оптимальное решение для последнего года расчётного периода

$$C_5^{(\text{опт})} = C_5^{(6)} = (1, 1, 0).$$

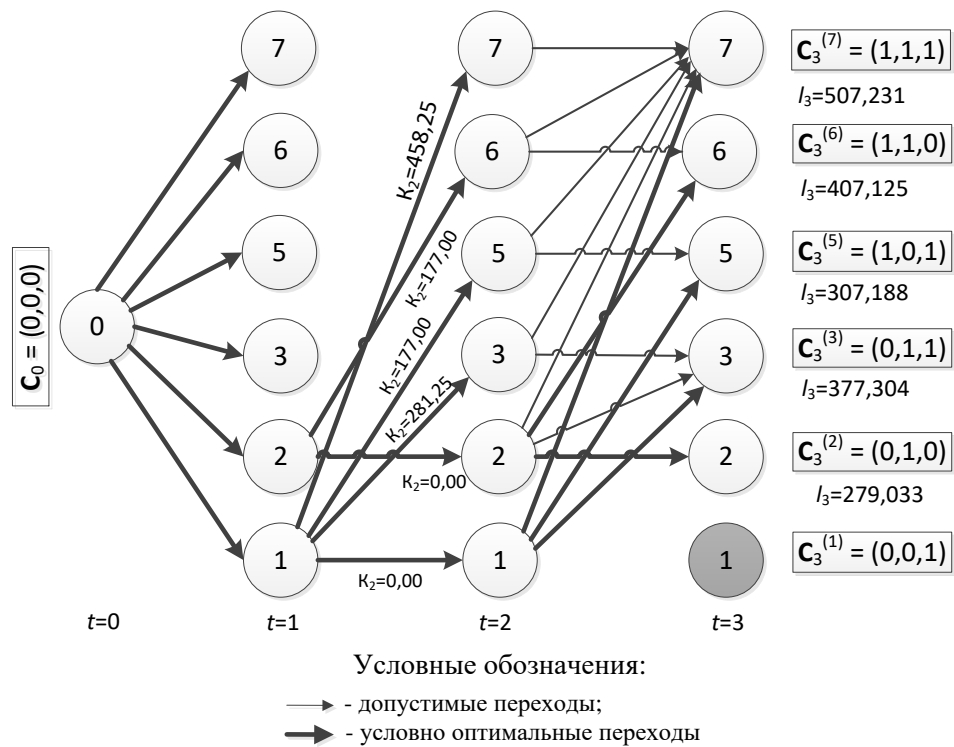


Рис. 5.13. Третий шаг оптимизации развития электрической сети

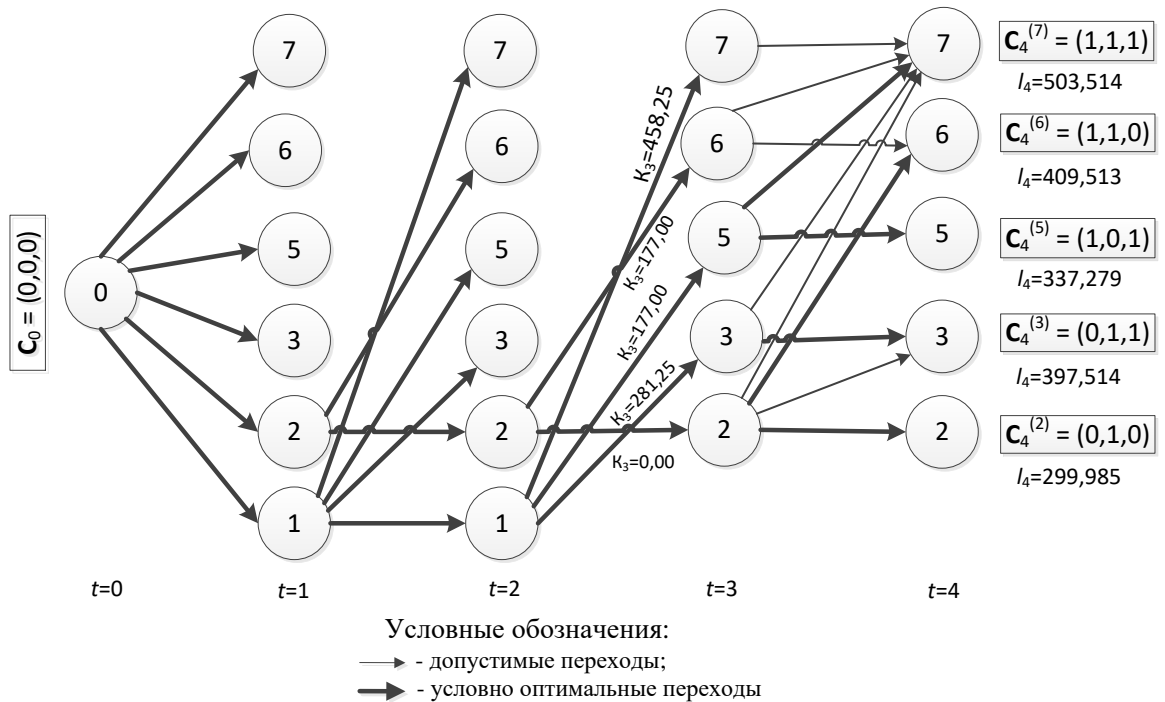


Рис. 5.14. Четвёртый шаг оптимизации развития электрической сети

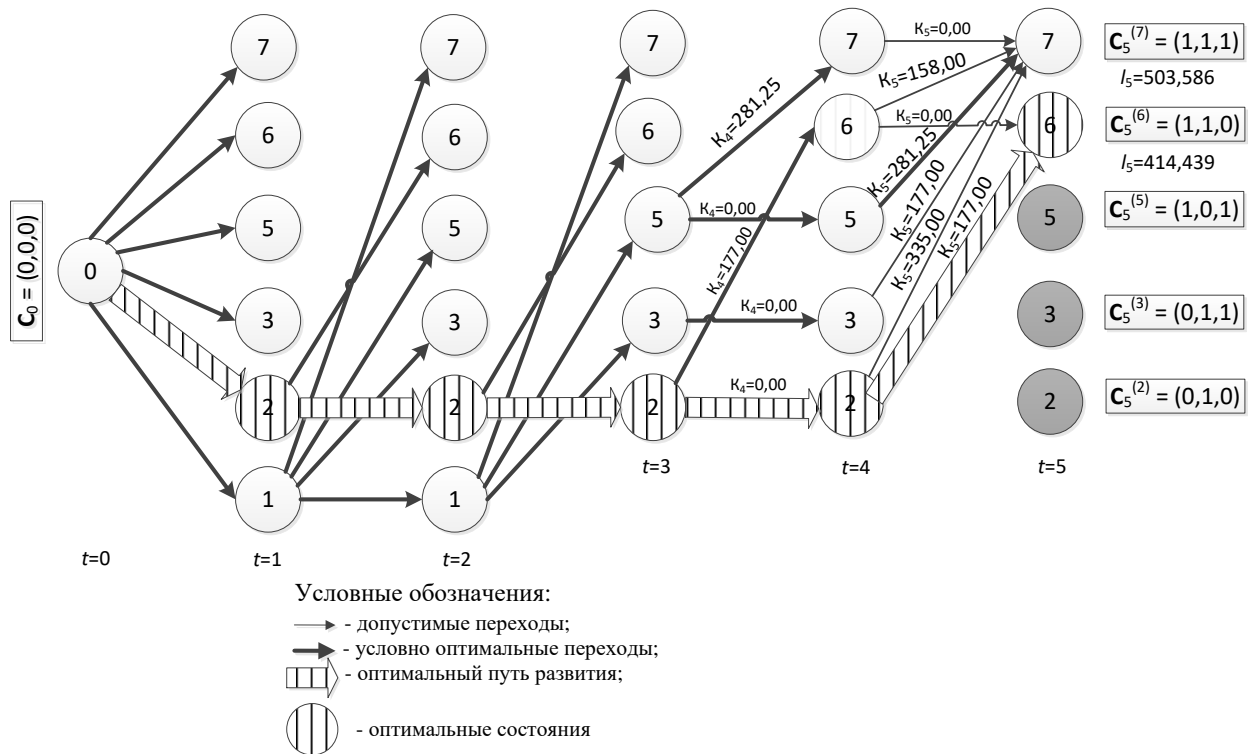


Рис.5.15. Пятый шаг оптимизации развития электрической сети

Оптимальные состояния предыдущих лет расчётного периода определяются ходом назад, двигаясь по условно оптимальным переходам. В состояние  $C_5^{(опт)} = C_5^{(6)} = (1,1,0)$  ведёт условно оптимальный переход из состояния  $C_4^{(2)} = (0,1,0)$ . Именно это состояние и рассматривается как оптимальное для года  $t=4$ , т.е.  $C_4^{(опт)} = C_4^{(2)} = (0,1,0)$ . Согласно рис. 5.14 состоянию  $C_4^{(опт)} = C_4^{(2)} = (0,1,0)$  предшествует состояние  $C_3^{(опт)} = C_3^{(2)}$  и т.д.

Оптимальное развитие сети показано на рис. 5.16, а расчёты затрат приведены в табл. 5.4.

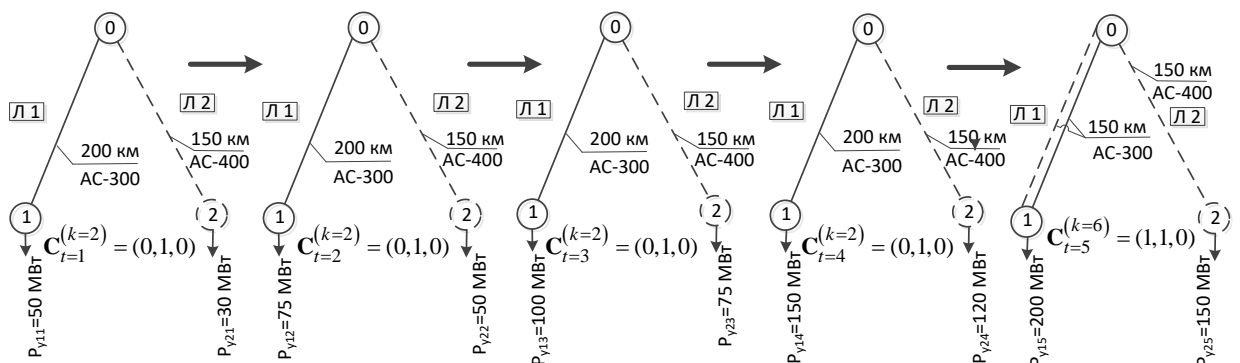


Рис. 5.16. Оптимальное развитие электрической сети

Таблица 5.4. – Оптимизация развития электрической сети

Год $t$	Коэф. прив. $(1+E)^{-t}$	Вектор		Вектор		Потери энергии, млн. кВт·ч			Составляющие затрат, млн. руб.					
		$j$	$\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}$	$k$	$\mathbf{C}_t^{(k)}$	$\Delta W''$	$\Delta W'$	$\delta W$	$K_t\left(\mathbf{C}_{t-1}^{(j)} \rightarrow \mathbf{C}_t^{(k)}\right)$	$I_{\text{пот } t}(\delta W)$	$I_{\text{обс } t}\left(\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}\right)$	$z_t\left(\mathbf{C}_0, \mathbf{C}_t^{(k)}\right)$	$l\left(\mathbf{C}_t^{(k)}\right)$	
1	0,909	0	(0,0,0)	1	(0,0,1)	19,522	0,000	19,522	158,000	13,666	0,000	156,060	156,060	
				2	(0,1,0)	10,798	0,000	10,798	281,250	7,559	0,000	262,553	262,553	
				3	(0,1,1)	10,870	0,000	10,870	439,250	7,609	0,000	406,235	406,235	
				4	(1,0,0)	Состояние недопустимо по режиму								
				5	(1,0,1)	14,392	0,000	14,392	335,000	10,075	0,000	313,704	313,704	
				6	(1,1,0)	10,183	0,000	10,183	458,250	7,128	0,000	423,071	423,071	
				7	(1,1,1)	11,352	0,000	11,352	616,250	7,947	0,000	567,451	567,451	
2	0,826	1	(0,0,1)	1	(0,0,1)	42,737	19,522	23,215	0,000	16,250	1,264	170,534	170,534	
		2	(0,1,0)	2	(0,1,0)	20,161	10,798	9,363	0,000	6,554	2,250	269,829	269,829	
		1	(0,0,1)	3	(0,1,1)	19,117	19,522	-0,406	281,250	-0,284	1,264	389,308	389,308	
		2	(0,1,0)				10,798	8,319	158,000	5,823	2,250	399,804		
		3	(0,1,1)				10,870	8,247	0,000	5,773	3,514	413,910		
		1	(0,0,1)	5	(1,0,1)	26,926	19,522	7,403	177,000	5,182	1,264	307,668	307,668	
		5	(1,0,1)				14,392	12,534	0,000	8,774	2,680	323,170		
		2	(0,1,0)	6	(1,1,0)	15,928	10,798	5,130	177,000	3,591	2,250	413,662	413,662	
		6	(1,1,0)				10,183	5,745	0,000	4,021	3,666	429,424		
		1	(0,0,1)	7	(1,1,1)	17,131	19,522	-2,392	458,250	-1,674	1,264	534,440	534,440	
		2	(0,1,0)				10,798	6,333	335,000	4,433	2,250	544,936		
		3	(0,1,1)				10,870	6,261	177,000	4,382	3,514	559,042		
		5	(1,0,1)				14,392	2,738	281,250	1,917	2,680	549,941		
		6	(1,1,0)				10,183	6,947	158,000	4,863	3,666	560,699		
		7	(1,1,1)				11,352	5,778	0,000	4,045	4,930	574,869		

Продолжение табл. 5.4

Год $t$	Коэф. прив. $(1+E)^{-t}$	Вектор		Вектор		Потери энергии, млн. кВт·ч			Составляющие затрат, млн. руб.				
		$j$	$C_{t-1}^{(j)}$	$k$	$C_t^{(k)}$	$\Delta W''$	$\Delta W'$	$\delta W$	$K_t \left( C_{t-1}^{(j)} \rightarrow C_t^{(k)} \right)$	$I_{\text{пот } t} (\delta W)$	$I_{\text{обс } t} \left( C_{t-1}^{(j)} \right)$	$z_t \left( c_0, C_t^{(k)} \right)$	$l \left( C_t^{(k)} \right)$
3	0,751	1	(0,0,1)	1	(0,0,1)	Состояние недопустимо по режиму							
		2	<b>(0,1,0)</b>	2	(0,1,0)	34,446	20,161	14,285	<b>0,000</b>	<b>9,999</b>	<b>2,250</b>	<b>279,033</b>	<b>279,033</b>
		1	<b>(0,0,1)</b>	3	(0,1,1)	32,304	42,737	-10,433	<b>281,250</b>	<b>-7,303</b>	<b>1,264</b>	<b>377,304</b>	<b>377,304</b>
		2	(0,1,0)				20,161	12,143	158,000	8,500	2,250	396,614	
		3	(0,1,1)				19,117	13,187	0,000	9,231	3,514	398,883	
		1	<b>(0,0,1)</b>	5	(1,0,1)	47,912	42,737	5,175	<b>177,000</b>	<b>3,622</b>	<b>1,264</b>	<b>307,188</b>	<b>307,188</b>
		5	(1,0,1)				26,926	20,986	0,000	14,690	2,680	320,719	
		2	<b>(0,1,0)</b>	6	(1,1,0)	25,147	20,161	4,986	<b>177,000</b>	<b>3,490</b>	<b>2,250</b>	<b>407,125</b>	<b>407,125</b>
		6	(1,1,0)				15,928	9,219	0,000	6,453	3,666	421,265	
		1	<b>(0,0,1)</b>	7	(1,1,1)	26,493	42,737	-16,245	<b>458,250</b>	<b>-11,371</b>	<b>1,264</b>	<b>507,231</b>	<b>507,231</b>
		2	(0,1,0)				20,161	6,332	335,000	4,432	2,250	526,540	
		3	(0,1,1)				19,117	7,376	177,000	5,163	3,514	528,810	
		5	(1,0,1)				26,926	-0,433	281,250	-0,303	2,680	520,761	
		6	(1,1,0)				15,928	10,564	158,000	7,395	3,666	540,680	
		7	(1,1,1)				17,131	9,362	0,000	6,554	4,930	543,067	

Продолжение табл. 5.4

Год $t$	Коэф. прив. $(1+E)^{-t}$	Вектор		Вектор		Потери энергии, млн. кВт·ч			Составляющие затрат, млн. руб.				
		$j$	$C_{t-1}^{(j)}$	$k$	$C_t^{(k)}$	$\Delta W''$	$\Delta W'$	$\delta W$	$K_t\left(C_{t-1}^{(j)} \rightarrow C_t^{(k)}\right)$	$I_{\text{пот } t}(\delta W)$	$I_{\text{обс } t}\left(C_{t-1}^{(j)}\right)$	$z_t\left(C_0, C_t^{(k)}\right)$	$l\left(C_t^{(k)}\right)$
4	0,683	2	(0,1,0)	2	(0,1,0)	75,055	34,446	40,609	0,000	28,427	2,250	299,985	299,985
		2	(0,1,0)	3	(0,1,1)	69,553	34,446	35,107	158,000	24,575	2,250	405,271	397,514
		3	(0,1,1)				32,304	37,249	0,000	26,075	3,514	397,514	
		5	(1,0,1)	5	(1,0,1)	107,020	47,912	59,108	0,000	41,376	2,680	337,279	337,279
		2	(0,1,0)	6	(1,1,0)	51,284	34,446	16,838	177,000	11,787	2,250	409,513	409,513
		6	(1,1,0)				25,147	26,136	0,000	18,296	3,666	422,125	
		2	(0,1,0)	7	(1,1,1)	52,927	34,446	18,481	335,000	12,936	2,250	518,215	503,514
		3	(0,1,1)				32,304	20,623	177,000	14,436	3,514	510,458	
		5	(1,0,1)				47,912	5,015	281,250	3,510	2,680	503,514	
		6	(1,1,0)				25,147	27,779	158,000	19,445	3,666	530,827	
		7	(1,1,1)				26,493	26,434	0,000	18,504	4,930	523,236	
5	0,621	2	(0,1,0)	2	(0,1,0)	Состояние недопустимо по режиму							
		2	(0,1,0)	3	(0,1,1)	Состояние недопустимо по режиму							
		3	(0,1,1)										
		5	(1,0,1)	5	(1,0,1)	Состояние недопустимо по режиму							
		2	(0,1,0)	6	(1,1,0)	82,312	75,055	7,257	177,000	5,080	2,250	414,439	414,439
		6	(1,1,0)				51,284	31,028	0,000	21,720	3,666	425,276	
		2	(0,1,0)	7	(1,1,1)	84,033	75,055	8,978	335,000	6,285	2,250	513,293	503,586
		3	(0,1,1)				69,553	14,480	177,000	10,136	3,514	523,649	
		5	(1,0,1)				107,020	-22,986	281,250	-16,090	2,680	503,586	
		6	(1,1,0)				51,284	32,750	158,000	22,925	3,666	524,129	
		7	(1,1,1)				52,927	31,107	0,000	21,775	4,930	534,796	



В табл. 5.4 полужирным шрифтом выделены векторы состояния  $\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}$  и составляющие затрат, входящие в условно оптимальные пути. Величины  $\Delta W''$  в табл. 5.4 – это потери электроэнергии в схеме сети, определяемой вектором  $\mathbf{C}_t^{(k)}$ , а  $\Delta W'$  – потери электроэнергии в сети, представленной вектором  $\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}$ . Величины  $\delta W$  – приращение потерь электроэнергии при переходе от состояния  $\mathbf{C}_{t-1}^{(j)}$  к состоянию  $\mathbf{C}_t^{(k)}$ .

Из рис. 5.16 и табл. 5.4 видно, что в оптимальном варианте развития сети капиталовложения сдвигаются на возможно более поздний шаг расчётного периода. Изменения в сети диктуются появлением нового узла и необходимой разгрузкой линий рассматриваемой сети.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Электрические системы. Кибернетика электрических систем / Под ред. Веникова В.А. Учеб. пособие для электроэнерг. вузов, – М.: Высш. шк., 1974.
2. Веников, В.А. Теория подобия и моделирования: Применительно к задачам электроэнергетики. Либроком, 2014.
3. Мелентьев, Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. Учеб. пособие для вузов, – М.: Высш. шк., 1976.
4. Об электроэнергетике./Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ./www.fas.gov.ru/legislative-acts.
5. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года. /Одобрена распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008 г. № 215-р. Электрические станции, 2008, № 9, С. 4 – 17.
6. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. СО 153-34.20.118-2003/ Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.
7. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др.; Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – 3-е изд. перераб. и доп. –М.: Энергоатомиздат, 1985.
8. Волькенау, И.М. Экономика формирования электроэнергетических систем/ И.М. Волькенау, А.Н. Зейлигер, Л.Д. Хабачев; Под ред. А.А. Троицкого. – М.: Энергия, 1981.
9. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М: ЭНАС, 2009.
10. Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов. – В 3-х т. Т.2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 1. Общие вопросы экономики и управления / А.И. Барановский, Н.Н. Кожевников, Н.В. Пирадова и др.; Под ред. А.И. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. – М.: Издательство МЭИ, 1998.

11. Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов. – В 3-х т. Т.2. Экономика и управление энергообъектами. Кн. 2. РАО «ЕЭС России». Электростанции. Электрические сети / Н.Н. Кожевников, Т.Ф. Басова, Н.С. Чинакаева и др.; Под ред. А.И. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. – М.: Издательство МЭИ, 1998.
12. Мельников, Н.А. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330 – 500 кВ. / Н.А. Мельников, С.С. Рокотян, А.Н. Шеренцис; Под общ. Ред. С.С. Рокотяна. Изд. 2-е, перераб. и доп. – М.: Энергия, 1974.
13. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СО 153-34.20.122. / ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы». 2006.
14. Правила устройства электроустановок./Минэнерго РФ. 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2002.
15. Арзамасцев, Д.А. Модели оптимизации развития энергосистем: Учеб. для электроэнергет. Спец. вузов/ Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес, А.Л. Мызин/Под ред. Д.А. Арзамасцева. – М.: Высш. шк., 1987.
16. Хлебников, В.К. Модели оптимизации развития энергосистем: Учеб. пособие./Новочеркасск, изд. НПИ, 1986.
17. Дале, В.А. Динамическая оптимизация развития электрических сетей/ В.А. Дале, З.П. Кришан, О.Г. Паэгле. – Рига: Зинатие, 1990.