

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

**КООРДИНАЦИЯ УРОВНЕЙ
ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ**

Учебное пособие
по дисциплине «Координация уровней токов короткого замыкания»
для студентов, обучающихся по направлению
13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

ISBN 978-5-7046-3254-2

© Коллектив авторов, 2025
© Национальный исследовательский университет «МЭИ», 2025

УДК 621.311.064.1
ББК 31.27
К 55

*Утверждено учебным управлением НИУ «МЭИ»
в качестве учебного издания*

Подготовлено на кафедре «Электрические станции»

Рецензенты: начальник отдела международных связей ПАО «Россети
Московский регион», канд. техн. наук Е.В. Раева;
проф. каф. «Электрические станции» НИУ «МЭИ»,
канд. техн. наук В.А. Старшинов

Авторы: В.В. Жуков, Н.Н. Смотров, А.А. Антонов, А.В. Ремизов

К 55 Координация уровней токов короткого замыкания в электроэнергетических системах [Электронный ресурс]: учеб. пособие / В.В. Жуков, Н.Н. Смотров, А.А. Антонов и др. – Электрон. дан. – М.: Издательство МЭИ, 2025. – 1 электрон. опт. диск DVD-R.

Рассмотрено современное состояние электроэнергетики России и динамика уровней токов короткого замыкания в энергосистемах. Показано влияние на формирование уровней токов КЗ мощности энергосистемы и наиболее крупных электростанций, структурных схем выдачи мощности электростанций, плотности генерации и нагрузки, плотности и структуры сети. Определены требования энергосистем к параметрам электрооборудования и динамика их изменений, особенности внедрения нового электрооборудования с учетом уровней токов КЗ в энергосистемах. Рассмотрены методы и средства ограничения токов КЗ. Рекомендованы методики расчета, оптимизации и прогнозирования уровней токов КЗ, а также концепция и методика координации уровней токов КЗ.

Предназначено для студентов электроэнергетических специальностей вузов.

Минимальные системные требования:

Тип ЭВМ: ПК на базе Pentium IV и выше.

ОС: Windows XP и выше.

Веб-браузер: Google Chrome, Internet Explorer, Яндекс Браузер.

Дополнительные программные средства: средство отображения документов в формате PDF (Adobe Acrobat Reader)

ISBN 978-5-7046-3254-2

© Коллектив авторов, 2025

© Национальный исследовательский университет «МЭИ», 2025

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	4
Достигнутые уровни токов КЗ.....	4
Причины и последствия коротких замыканий.....	6
1. Современное состояние электроэнергетики России и динамика изменения уровней токов короткого замыкания	7
1.1. Структура единой энергетической системы (ЕЭС) России. Объединение электростанций в ЕЭС.....	7
1.2. Реформирование электроэнергетики.....	10
1.3. Проблемы современной электроэнергетики.....	13
1.4. Техническая политика развития стратегии электроэнергетики на примере Московского региона.....	15
1.5. Динамика изменения уровней токов КЗ.....	21
Контрольные вопросы и задания.....	26
2. Требования энергосистем к параметрам электрооборудования и динамика их изменений.....	27
2.1. Требования энергосистем.....	27
2.2. Концепция нормированных параметров электрооборудования.....	30
2.3. Разработка и внедрение нового электрооборудования с учетом уровней токов КЗ в энергосистемах.....	31
Контрольные вопросы и задания.....	32
3. Методы и средства ограничения токов короткого замыкания.....	32
3.1. Методы ограничения токов КЗ.....	32
3.2. Средства ограничения токов КЗ.....	36
3.3. Преимущества и недостатки методов и средств ограничения токов КЗ.....	40
Контрольные вопросы и задания.....	46
4. Координация уровней токов короткого замыкания.....	47
4.1. Развитие методов расчета и экспериментального определения токов КЗ.....	47
4.2. Расчетные условия.....	48
4.3. Методика оптимизации уровней токов КЗ.....	50
4.4. Методика прогнозирования уровней токов КЗ.....	51
4.5. Концепция и методика координации уровней токов КЗ.....	51
Контрольные вопросы и задания.....	53
Список рекомендуемой литературы.....	54

ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергосистем в последние годы изменило качественные связи между уровнем надежности системы и параметрами режима. Так, например, обострилась проблема токов короткого замыкания в электроустановках, что породило проблему координации уровней токов короткого замыкания (КЗ) на электростанциях и в сетях энергосистем.

Координация уровней токов короткого замыкания (КУТКЗ) – это проблема согласования или координации параметров электрооборудования с существующими и с ожидаемыми в перспективе уровнями токов короткого замыкания на электростанции в объединённых энергосистемах.

Инженеру-электрику приходится с ней сталкиваться при выборе главных схем и схем собственных нужд электростанций и подстанций, при выборе электрических аппаратов и проводников, при определении требований к конструкциям электрических машин, электрических аппаратов, трансформаторов (автотрансформаторов), распределительных и заземляющих устройств, при планировании развития электрических сетей, при расчетах устойчивости и надежности работы энергосистем.

Достигнутые уровни токов КЗ

В настоящее время разработаны и внедрены методика и система сбора и обработки данных об уровнях токов КЗ в сетях различного напряжения энергосистем, а также о характерных параметрах энергосистем. Система информации включает следующие параметры:

- наибольший ток трехфазного и однофазного КЗ в сетях различного напряжения;
- число точек стационарного и автоматического деления сети;
- площадь электроснабжения сетей энергосистемы; общая длина линий электропередачи в одноцепном исчислении;
- число электростанций и число подстанций.

Для оценки уровней токов КЗ проведен анализ структуры энергосистем с определением числа энергосистем с сетями различного напряжения (табл. В.1) и числа электростанций и подстанций с различным высшим напряжением (табл. В.2).

Наибольшие (максимальные) уровни токов трехфазных и однофазных КЗ в энергосистемах в условиях принятия мер по их ограничению достигли в 1990 г. значений, указанных в табл. В.3. Расчеты показывают, что без принятия мер по токоограничению максимальные уровни токов КЗ в узлах сетей могли бы возрасти в 1,5–2 раза.

На формирование уровней токов КЗ наиболее существенное влияние оказывают мощность энергосистемы, мощность наиболее крупных электростанций, структурные схемы выдачи мощности электростанций, плотность генерации, плотность нагрузки, плотность и структура сети. Установлены функциональные связи между этими параметрами.

Таблица В.1

Число энергосистем с сетями различного напряжения

Год	Число энергосистем с сетями напряжением, кВ						
	35	110	150	220	330	500	750
1972	84	87	5	73	31	18	-
1978	89	93	7	77	36	34	4
1983	94	97	7	81	36	42	5
1991	94	97	7	83	36	48	7

Таблица В.2

Число электрических станций и подстанций с различным высшим напряжением

Наименование	Число эл. станций и подстанций с высшим напряжением, кВ						
	35	110	150	220	330	500	750
Электростанции	129	332	13	88	36	27	1
Подстанции	16078	9852	189	721	721	71	4
Всего	16207	10184	202	809	223	98	5
Отношение (подстанции/электростанции)	124,6	29,7	14,5	8,2	5,2	2,6	4

Таблица В.3

Уровни токов трехфазных и однофазных КЗ в энергосистемах

Параметр	Значение параметра в сетях напряжением, кВ						
	35	110	150	220	330	500	750
$I_{к.нб}^{(3)}$, кА	39,6	46,0	30,8	55,6	47,0	50,6	27,2
$I_{к.нб}^{(1)}$, кА	-	50,0	33,0	62,4	53,0	57,8	30,6

$I_{к.нб}^{(3)}$, кА – наибольшее значение тока трехфазного КЗ;

$I_{к.нб}^{(1)}$, кА – наибольшее значение тока однофазного КЗ.

Начиная с определенного числа узлов, кривая распределения токов КЗ по узлам сети в относительных единицах приобретает устойчивый характер.

На основе этого анализа выявляется специфика расчетных условий применительно к синхронным генераторам, силовым трансформаторам и автотрансформаторам, электродвигателям, электрическим аппаратам, жестким и гибким проводникам, силовым кабелям.

Даются рекомендации по составу учитываемых факторов, расчетным схемам, расчетным видам КЗ для гибких и жестких проводников, электрических аппаратов, генераторов, трансформаторов и автотрансформаторов, по расчетным точкам КЗ и расчетной продолжительности КЗ, по учету вероятностных характеристик КЗ.

На основании этих рекомендаций уточняются или создаются новые методы выбора и проверки электрооборудования по условиям режима КЗ.

Причины и последствия коротких замыканий

– Повреждения электрооборудования и электроустановок.

Короткие замыкания являются одним из основных факторов, обуславливающих отказы электрооборудования, в этом отношении они – бич энергосистем. По оценкам, 60–80 % отказов электрооборудования и 50–55 % отказов электроустановок связано с короткими замыканиями.

– Пожары.

Значительное число коротких замыканий в электроустановках сопровождается пожарами. На энергетических предприятиях в 1991 г. произошло 286 пожаров, в 1992 г. – 231, в 1993 г. – 232, в 1994 г. – 201.

Как видно, наибольшее число пожаров по причине КЗ возникает в распределительных устройствах, далее в силовых трансформаторах и в кабельном хозяйстве.

– Нарушение устойчивости работы энергосистемы.

Короткие замыкания приводят к простым, сложным и каскадным отказам в энергосистемах. Последние характеризуются несколькими отказами, сопровождающимися в ряде случаев неправильной работой устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики. При этом, как правило, нарушается устойчивость параллельной работы элементов энергосистемы, и она делится на части с обесточением значительной доли потребителей.

– Снижение надежности работы электроустановок.

Короткие замыкания снижают надежность работы электрооборудования и электроустановок за счет снижения их ресурса по электродинамической и термической стойкости, снижения коммутационного ресурса выключателей, разрушения электрооборудования, взрывов и пожаров в электроустановках, нарушения устойчивости работы электростанций и энергосистем ЕЭС России.

1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ И ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ УРОВНЕЙ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Уровень токов КЗ является одним из основных показателей развития энергосистемы. Он характеризует мощность энергосистемы – объем и концентрацию генерирующей мощности и нагрузки потребителей, структуру и параметры элементов энергосистемы – линий электропередачи, подстанций, электростанций, плотность электрической сети.

1.1. Структура единой энергетической системы (ЕЭС) России. Объединение электростанций в ЕЭС.

Единая энергетическая система России – это совокупность производственных и иных имущественных объектов энергетики (электрических станций, электрических и тепловых сетей и др.), связанных единым процессом производства и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления.

Энергетическая система, расположенная на территории отдельного субъекта РФ, образует районную энергетическую систему (РЭС). Районные энергетические системы, связанные между собой системообразующими ЛЭП, составляют объединенную энергетическую систему (ОЭС).

В составе ЕЭС России параллельно работают шесть объединённых энергосистем (ОЭС): Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Северного Кавказа, Сибири, а также энергосистема Калининградэнерго. Параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Казахстана, Украины, Закавказья, Балтии и Беларуси.

Всего в ЕЭС России параллельно работают 65 энергосистем. Изолированно работает ОЭС Востока. Всего на территории России работает 72 энергосистемы. ЕЭС России имеет связи с энергосистемами стран-участниц ЦДУ (г. Прага), а также с энергосистемами Финляндии, Норвегии, Монголии и Китая.

При переходе к рыночным отношениям установленная мощность электростанций практически стабилизировалась, выработка электроэнергии несколько снизилась, незначительно возросли установленная мощность трансформаторов на подстанциях и протяженность линий электропередачи. По сравнению с предыдущими годами существенно снизился ввод новых мощностей (в период 1980-1985 гг. он составлял примерно 10 млн кВт в год), а также демонтаж устаревшего энергооборудования, что снижает уровень надежности работы Единой энергосистемы.

Структура выработки электроэнергии электростанциями ЕЭС России в процентном соотношении по группам технологий производства приведена на рис. 1.1.

В 2019 г. выработка электроэнергии электростанциями ЕЭС России, включая производство электроэнергии на электростанциях промышленных предприятий, составила 1 080 555,4 млн кВт·ч (увеличение к объему производства электроэнергии в 2018 г. составило 0,9%), в том числе распределение годового объема производства электроэнергии по типам электростанций составило:

- ТЭС – 679 881,0 млн кВт · ч (снижение производства на 0,3%);
- ГЭС – 190 295,4 млн кВт · ч (увеличение производства на 3,6%);
- АЭС – 208 773,3 млн кВт · ч (увеличение производства на 2,2%);
- ВЭС – 320,8 млн кВт · ч (увеличение производства на 47,3%);
- СЭС – 1 284,9 млн кВт · ч (увеличение производства на 69,4%).

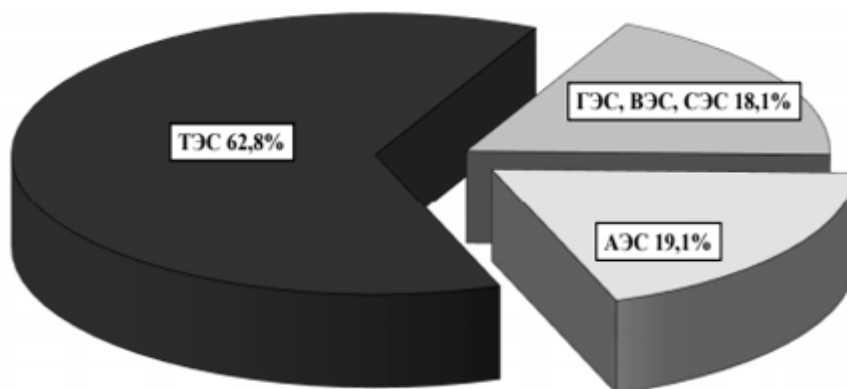


Рис. 1.1. Структура выработки электроэнергии по типам электростанций ЕЭС России на 2019 г.

Данные по установленной мощности электростанций ЕЭС России (на 31.03.2019) по типам электростанций представлены на рис. 1.2. и составляют:

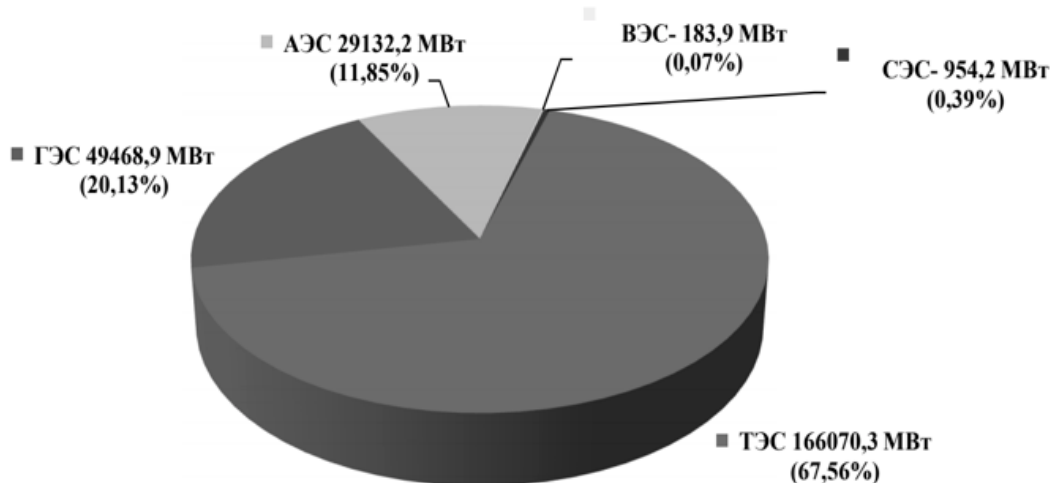


Рис. 1.2. Установленная мощность ЭС ЕЭС России по видам генерации в I квартале 2019 года

ЕЭС России – 245 809,5 МВт;
 ТЭС – 166 070,3 МВт;
 ГЭС – 49 468,9 МВт;
 ВЭС – 183,9 МВт;
 СЭС – 954,2 МВт;
 АЭС – 29 132,2 МВт.

Структура установленной мощности ЕЭС России по федеральным округам (на 01.01.2019) представлена в табл. 1.1 и на рис. 1.3.

Таблица 1.1

Структура установленной мощности ЕЭС России по федеральным округам

	Всего, МВт	Всего, %
ЕЭС РОССИИ	243 243,2	100,00
ОЭС Центра	52 447,3	21,56
ОЭС Средней Волги	27 591,8	11,34
ОЭС Урала	53 614,3	22,04
ОЭС Северо-Запада	24 551,8	10,09
ОЭС Юга	23 535,9	9,68
ОЭС Сибири	51 861,1	21,32
ОЭС Востока	9 641,0	3,96

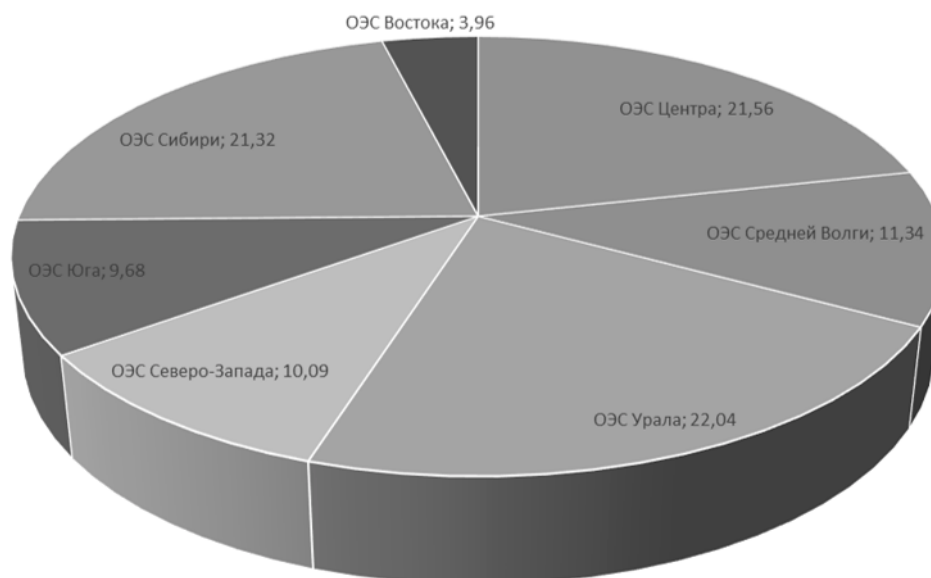


Рис. 1.3. Установленная мощность ЭС ЕЭС России по федеральным округам на 01.01.2019

1.2. Реформирование электроэнергетики

Электроэнергетика нашей страны была создана за 35 лет предшествовавших разделению СССР на независимые государства. В это время были построены крупные гидроэлектростанции (ГЭС) на реках Волге, Ангаре, Каме и Енисее, тепловые электростанции (ТЭС), атомные электростанции (АЭС) с единичной мощностью реакторов 440, 1000 и 1500 МВт и основные линии электропередач напряжением 220–1150 кВ.

Установленная мощность электростанций России на конец 1990 г. составляла 213,3 млн кВт, а производство электроэнергии электростанциями – 1082,1 млрд кВт · ч.

В связи с разрушением (в 1991–1992 гг.) старой системы управления экономикой, государство уже не финансировало строительство новых электростанций и не выделяло средства на организацию снабжения потребителей электрической энергией. Предстояло в короткий срок осуществить реформу перехода от полностью централизованной системы управления электроэнергетикой к ее управлению на основе имущественных отношений.

Таким образом, можно определить следующие периоды функционирования электроэнергетики России:

- Электроэнергетика до ее аукционирования и приватизации;
- Электроэнергетика России после 1991г;
- Этапы реформирования электроэнергетики (три этапа):

1 этап состоит из 2 фаз по 1,5 года:

1) подготовительный: создание условий для функционирования конкурентного рынка.

2) документальное создание оптового и розничного рынков электроэнергии.

2 этап: завершение реформирования, расширение числа субъектов оптового рынка электроэнергии;

3 этап: 3–4 года – развитие рыночной инфраструктуры – создание оптовых генерирующих компаний ОГК и региональных ГК: 7-ОГК, 14-ТГК, ОАО «ОГК-1». Создание федеральной сетевой компании и единой системы диспетчерского управления (ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО ЕЭС»). Создание системы рынков электроэнергии и мощности. В составе федерального оптового рынка электроэнергии и мощности (ФОРЭМ) работают 3 сектора (рынка): долгосрочных двусторонних договоров (форвардный); на сутки вперед; балансирующий розничный рынок электроэнергии (РРЭ) – вся электроэнергия, потребляемая в России, продается на розничном рынке электроэнергии.

Целевая модель электроэнергетики России после ее реформирования показана на рис. 1.4.

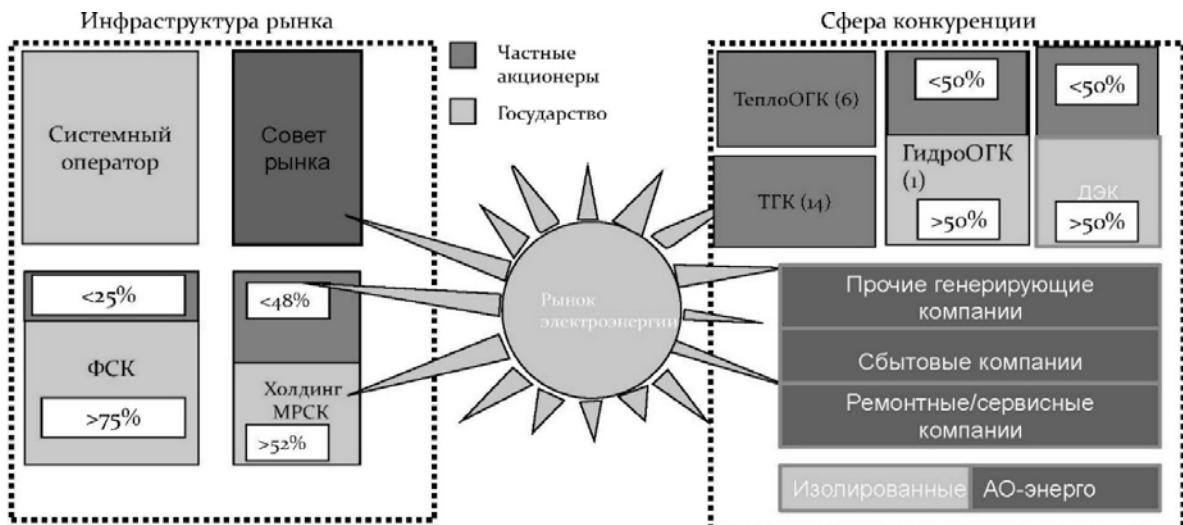


Рис. 1.4. Целевая модель электроэнергетики России после ее реформирования: ФСК – Федеральная сетевая компания; Совет рынка – Некоммерческое партнерство «Совет рынка»; Холдинг МРСК – ОАО «Холдинг межрегиональных распределительных сетевых компаний»; ОГК – оптовые генерирующие компании; ТГК – территориальные генерирующие компании; ДЭК – Дальневосточная энергетическая компания (ОАО «РАО ЭС Востока»).

На базе электростанций РАО «ЕЭС России» созданы крупные оптовые генерирующие компании (ОГК), являющиеся самостоятельными участниками оптового рынка электроэнергии. ОГК включают по несколько самых крупных тепловых ГРЭС (более 1000 МВт), расположенных в различных точках территории РФ. Например, на рис. 1.5 приведена структура активов ОГК-5 в составе четырех ГРЭС. Электростанции имеют разные параметры, размещены в разных районах РФ, что создает трудности, особенно в управлении ОГК.

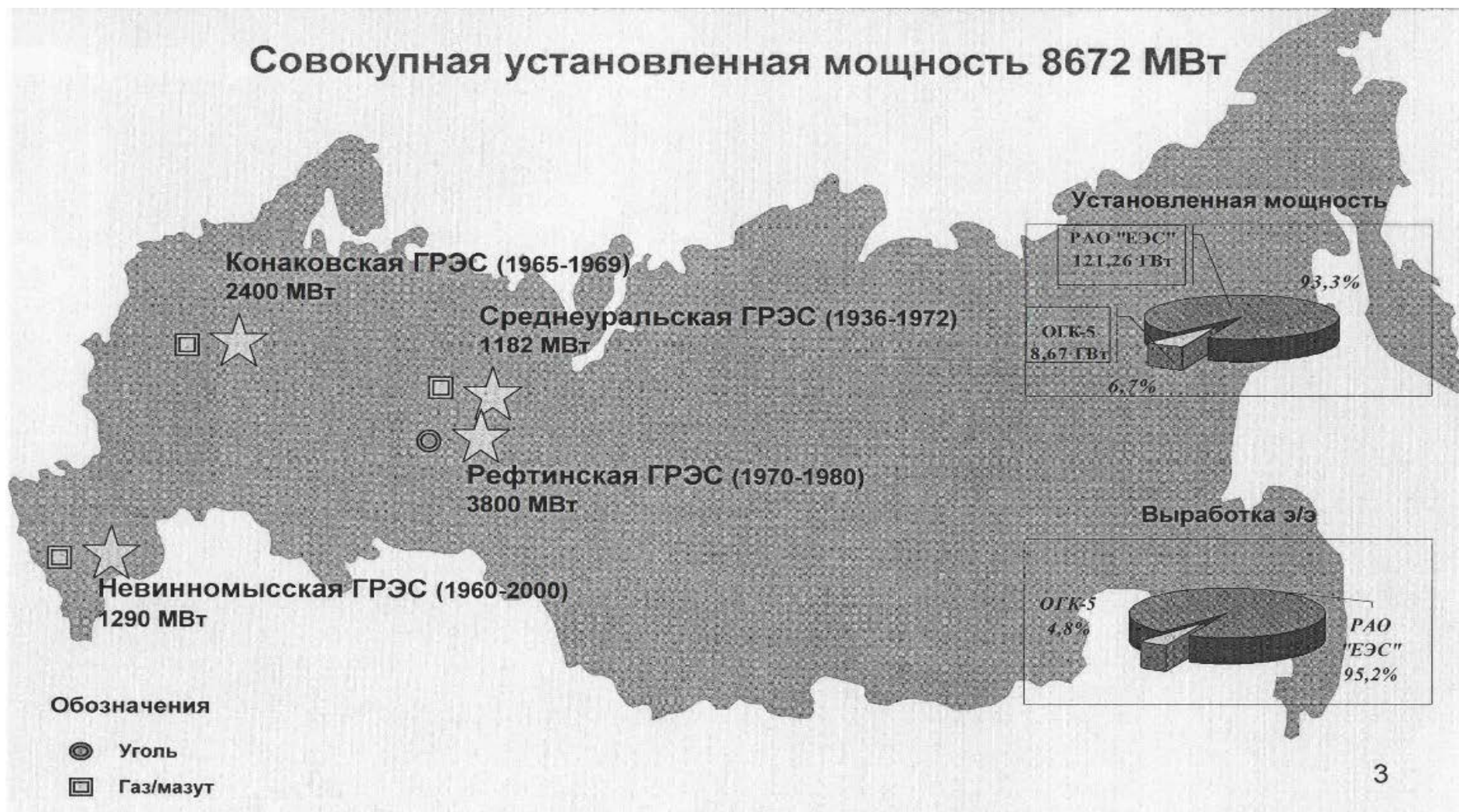


Рис. 1.5. Структура активов–электростанций ОГК-5.

1.3. Проблемы современной электроэнергетики

Анализ состояния электроэнергетики РФ позволил установить основные проблемы отрасли, которые заключаются в следующем:

- недостаточная надежность схем внешнего энергоснабжения крупных городов и конечных потребителей;
- нарастающий дефицит электрической мощности;
- нарастающий физический износ действующего оборудования;
- технологически и морально устаревший парк оборудования;
- недостаточная развитость электрических сетей;
- высокий уровень потерь в электрических сетях;
- высокий уровень удельных расходов топлива на производство электроэнергии;
- несовершенство и неразвитость моделей оптового и розничного рынков, в том числе не достаточный учет теплофикационного характера региональных систем энергоснабжения;
- отсутствие системы кадрового обеспечения отрасли и как следствие дефицит технических специалистов и эффективных менеджеров.

Решение проблемы энергетической безопасности как важнейшей составляющей государственной энергетической политики, являющейся составной частью национальной безопасности России следует отнести к стратегическим целям развития электроэнергетики в перспективе до 2030 г.

Доля устаревшего оборудования к 2020г составляет более 40%, изношенного оборудования более 70% от установленной мощности всех электростанций. Динамика изменения среднего возраста физического износа оборудования электростанций на период с 1990 г. по 2018 г. приведена на рис. 1.6.

Технические потери электроэнергии в электрических сетях зависят от структуры самой электрической сети, взаимного расположения источников и потребителей электроэнергии и принципов проектирования. Эти параметры «уникальны» как для каждой страны, так и для каждого региона внутри страны, поэтому одинаковых электрических сетей не существует. В развитых странах потери оцениваются на уровне около 0,1-1,5% от отпуска электроэнергии. Сопоставляя уровень жизни в отдельных регионах и районах России и других стран можно обнаружить примерное соответствие фактических потерь электроэнергии (рис. 1.7).

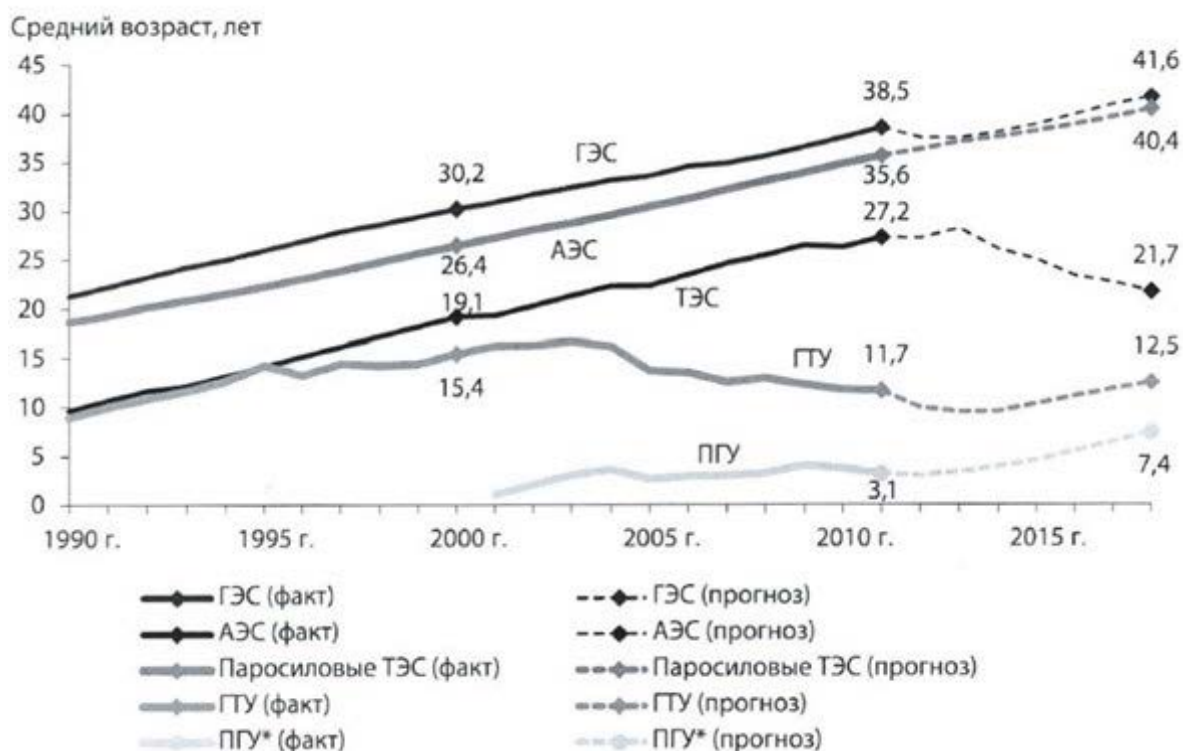


Рис. 1.6. Динамика среднего возраста оборудования электростанций по группам оборудования

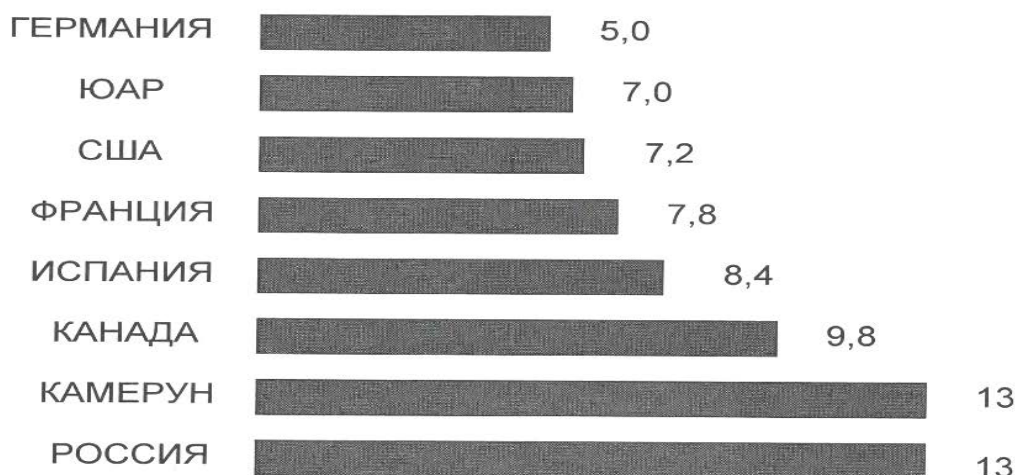


Рис. 1.7. Уровень потерь в электрических сетях в %

Для решения данной проблемы необходимо создать и реализовать программу по снижению потерь.

1.4. Техническая политика развития стратегии электроэнергетики на примере Московского региона

Техническая политика стратегии перевооружения энергетического хозяйства Московского региона призвана дать основные концептуальные установки, обеспечивающие эффективное и надежное покрытие электрических и тепловых нагрузок Москвы и Московской области на период до 2030 гг.

Особенности системы энергоснабжения Московского региона с позиции надежности:

- значительное превышение по спросу на э\э исторического максимума 90-го года;
- крайняя сложность энергосистемы мегаполиса и ненаблюдаемость;
- система технологического управления не соответствует уровню сложности объекта;
- быстро меняющаяся структура потребления в сторону увеличения доли быта и непромышленной нагрузки;
- теплофикационный характер энергосистемы Московского региона с жесткой привязкой источников тепла к зоне обслуживания и фактически отсутствием какого-либо резервирования в случае его потери;
- монотопливо;
- организационные проблемы переходного периода;
- огромные политические и управленческие риски, обусловленные уникальностью мегаполиса.

Трудности эксплуатации:

- транзитный характер и неподготовленность электрической схемы ЭЭС при крупных авариях в ЕЭС (ЭЭС была не только сбалансированной, но и избыточной);
- нарастание дефицита активной мощности в часы максимального потребления, в том числе недостаток пикового резерва;
- дефицит реактивной мощности;
- вынужденная практика использования непроектных режимов, ведущая к эскалации технологических рисков отказов оборудования;
- недостаточный объем системной ПА;
- предельные значения токов короткого замыкания;
- несовершенство автоматики энергоблоков ТЭЦ;
- проблема эксплуатации маслonaполненных кабельных линий;
- недостаточная ремонтпригодность энергосистемы;
- ограничения по развитию смежных инфраструктур.

К 2030 г. численность населения и качество жизни в Московском регионе существенно вырастет. Численность населения увеличится до 20–25 млн чел. (рис. 1.8).

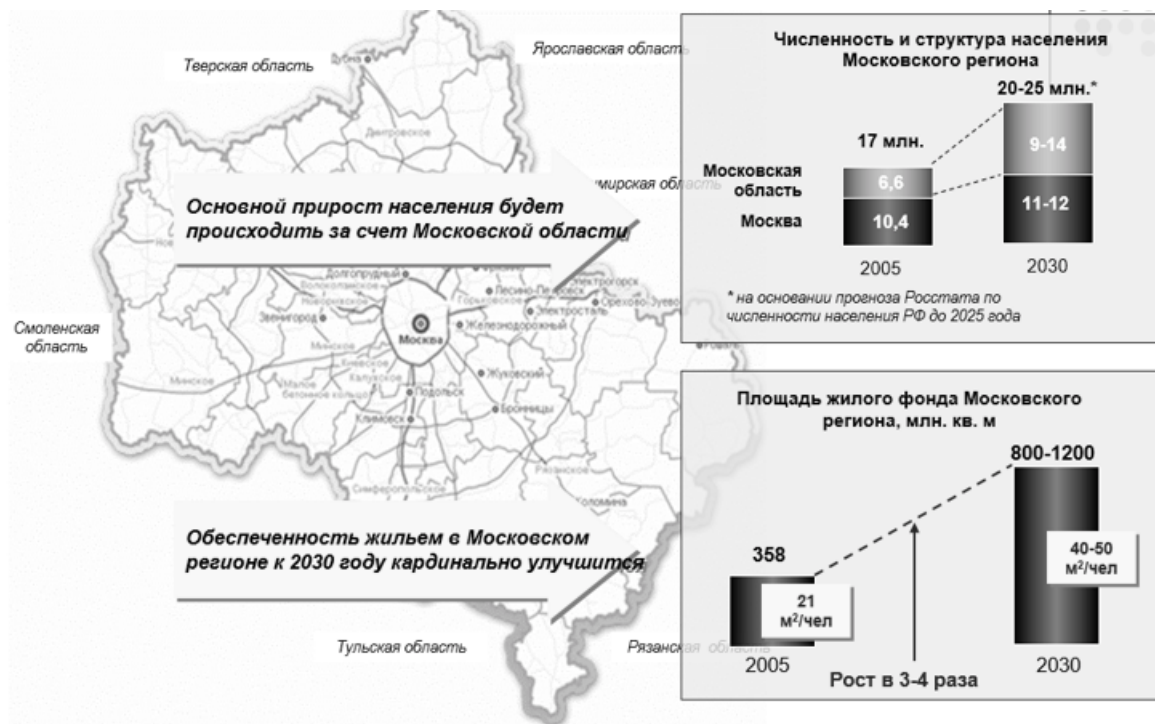


Рис. 1.8. Прогноз роста численности населения Московского региона

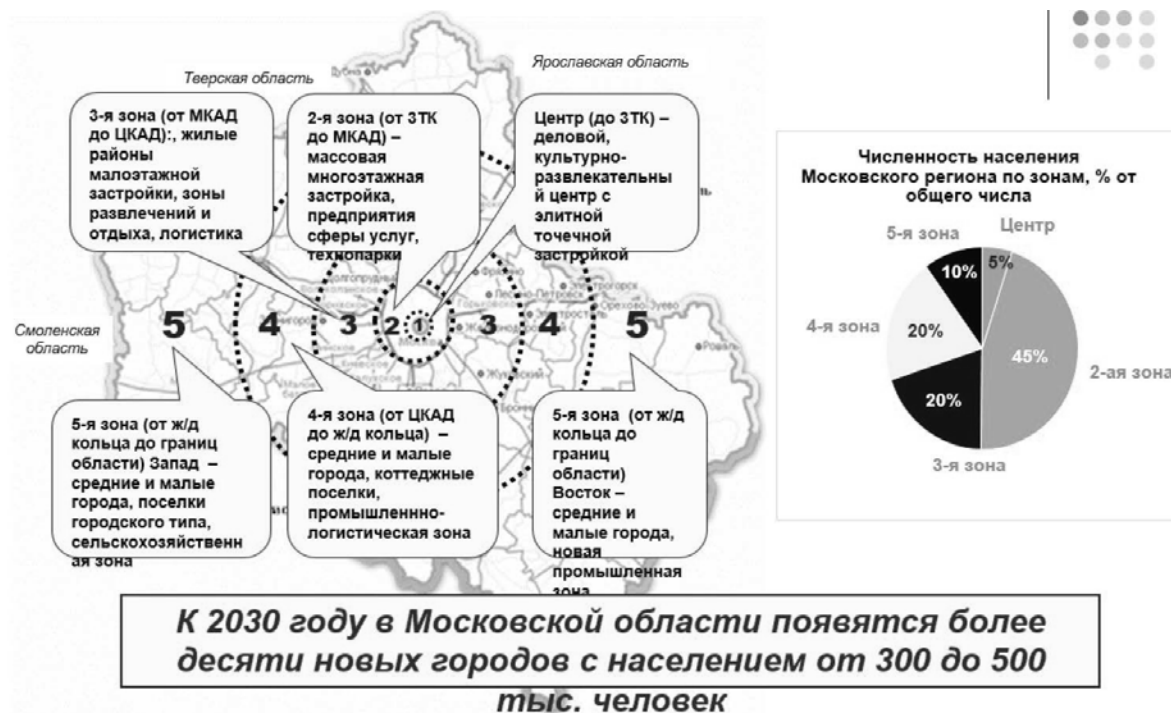


Рис. 1.9. Зональное разделение Московского региона

К 2030 г. будут четко выделять пять зон с различной спецификой экономики, инфраструктуры и энергопотребления.

Зональное разделение Московского региона по экономике и энергопотреблению (рис. 1.9) может определить структуру потребления электрической энергии (рис. 1.10) и уровни токов КЗ в отдельных зонах региона.

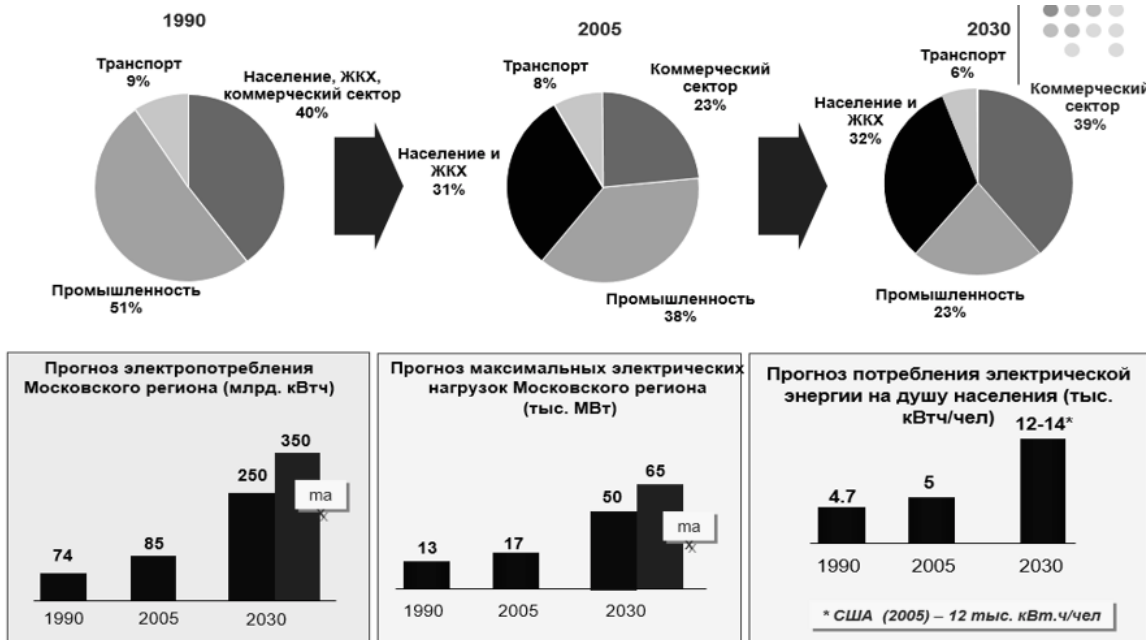


Рис. 1.10. Структура потребления электрической энергии к 2030 г.

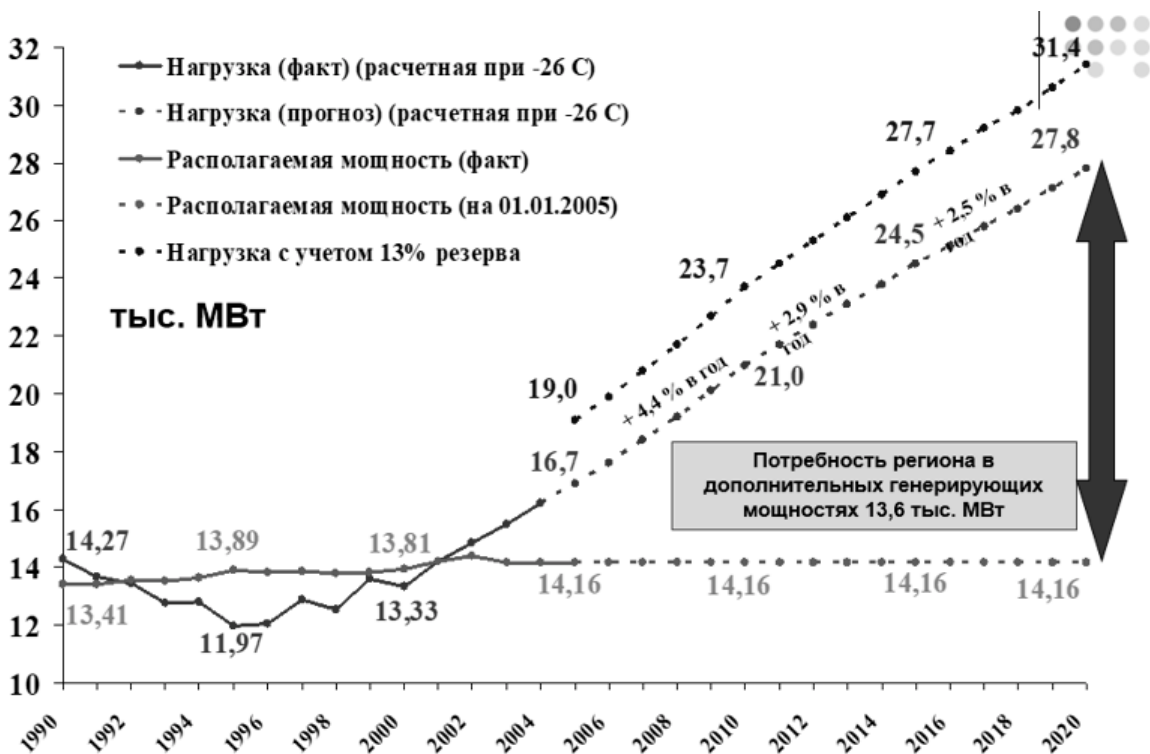


Рис. 1.11. Электрические нагрузки и располагаемая мощность

На рисунке 1.11 показаны кривые изменения электрической нагрузки располагаемой мощности в период с 1990 г. до 2020 г. Анализ кривых показывает, что потребность региона в дополнительных генерирующих мощностях составляет 13,6 ГВт. Однако прогнозный баланс мощности Московской энергосистемы (рис. 1.12) в 2030 г. с учетом строительства новых электростанций составляет 12,0 ГВт и будет покрываться за счет перетоков из других регионов.



Рис. 1.12. Прогнозный баланс электрической мощности Московской энергосистемы в 2030 г.

Основные принципы развития генерирующих мощностей:

- развитие мощности генерации темпами, опережающими рост потребления;
- сохранение и максимальное использование площадок действующих станций и резервирование территорий под строительство новых электростанций;
- массовая модернизация котельных с переводом в ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭЦ;
- технический уровень, надежность, экология на уровне мировых стандартов;
- разработка и внедрение системы мероприятий, исключающих потерю собственных нужд и посадку станции «на ноль».

Развитие электростанций в соответствии с нагрузкой Московского региона до 2030 г. может составить 65 ГВт, на данный момент нагрузка составляет 14,8 ГВт. Установленная мощность электростанций Московского региона 56 ГВт, располагаемая мощность 48 ГВт, дефицит составит 17 ГВт. Весь прирост мощности на ТЭС основан на технологии парогазового цикла. Доля ПГУ по отношению к установленной мощности всех ТЭС составляет около 46%;

Петровская ГРЭС – 4000МВт (газ или уголь);

ГАЭС-1 и Загорская ГАЭС-2 (1200+800 МВт) – регулирование + ПГУ-ТЭЦ и ГТУ-ТЭС, могут составить к 2020 г. 6000–8000 МВт, что обеспечивает потребность в маневренных мощностях.

Переворужение и развитие системообразующих и распределительных электрических сетей. В Москве сложился радиально-кольцевой принцип построения электрических сетей 110, 220 и 500 кВ (рис. 1.13).

Системообразующая сеть Москвы представляет собой одноцепное кольцо ЛЭП 500 кВ радиусом 20–25 км, включающее 6 подстанций: внутригородские ПС 500/220/110 кВ – Бескудниково, Очаково и Чагино, областные ПС – Белый Раст, Ногинск, Пахра, Трубино.

Кольцо 500кВ имеет 5 внешних связей: ПС Михайловская, Владимирская, Костромская ГРЭС, Конаковская ГРЭС, ПС Опытная.

Предполагается завершение второй цепи на всем протяжении кольца и создании глубоких вводов.

При реконструкции действующих и строительстве новых ПС 500кВ необходимо обосновать их закрытое исполнение с кабельными вводами и применением элегазовых РУВН.

ПАО «Мосэнерго» на своих станциях начинает строительство и расширение КРУ 10-20 кВ, с которых будет подаваться электроэнергия в наиболее дефицитные районы города.

В настоящее время рекомендуется к проработке два варианта развития электросетей Мосэнерго:

Вариант №1. Распределение мощности на напряжении 500, 220 кВ. Построение электрической схемы двухцепного кольца 500 кВ с секционированием, что позволит удерживать уровни ТКЗ в допустимых параметрах;

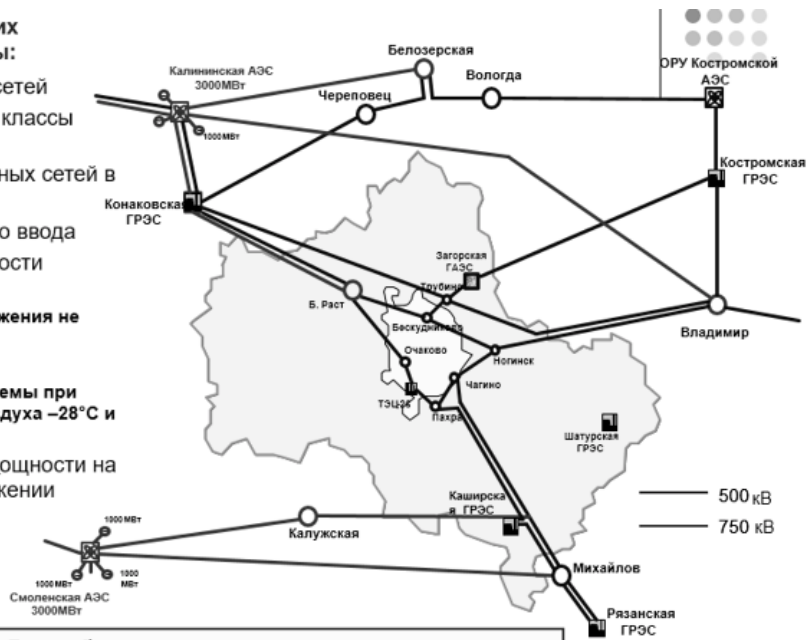
Вариант №2. Распределение мощности на напряжениях 750 и 500 кВ:

Вариант №2А – перевод Московского кольца 500 кВ вдоль МКАДа на напряжение 750 кВ;

Вариант №2Б – ввод напряжения 750 кВ в Московском регионе – сооружение кольца 750 кВ вдоль ЦКАД.

Принципы развития электрических сетей Московской энергосистемы:

- Радиально-кольцевая структура сетей
- Перевод сетей на более высокие классы напряжения
- Перевод воздушных высоковольтных сетей в кабельные в городской черте
- Сооружение подстанций глубокого ввода
- Обеспечение требований надежности электроснабжения:
 - Восстановление энергоснабжения не более чем за 2,5-3 часа
 - ремонтпригодность
 - надежная работа энергосистемы при температурах наружного воздуха -28°C и ниже
- Резервирование электрической мощности на возможные перебои в теплоснабжении
- Связь многочисленных малых ПГУ-ТЭЦ региона распределительными сетями 110-220 кВ



Сеть 500-750 кВ требует существенного развития в связи с увеличением спроса на электрическую энергию в Московском регионе и объема межсистемных потоков

Рис. 1.13. Схема линий электропередачи 500-750 кВ Московского региона и сопредельных энергосистем

	Единица измерения	Вариант 1
ЛЭП 750 кВ	км	1 000
ЛЭП 500 кВ	км	2 000
Итого ЛЭП	км	3 000
ПС 750 кВ	шт.	6
ПС 500 кВ	шт.	45
Итого ПС	шт.	51

Инвестиции в генерирующие мощности 2 трлн. руб.	+	Инвестиции в сетевые объекты 2 трлн. руб.	=	Необходимый объем инвестиций в развитие энергетических объектов 4 трлн. руб.
--	---	--	---	---

Рис. 1.14. Необходимые инвестиции в развитие Московской энергосистемы

1.5. Динамика изменения уровней токов КЗ

Проведен анализ влияния структуры и параметров сетей на уровни токов КЗ. Проанализированы радиальные, радиально-кольцевые, треугольные, четырехугольные, шестиугольные и комбинированные структуры сетей. Показано, что каждая типовая структура сети имеет характерную кривую распределения уровней токов КЗ по узлам сети. Вид кривой зависит от соотношения сопротивлений источников и примыкающих линий электропередачи. С увеличением числа узлов в типовых структурах наступает стабилизация наибольшего уровня токов КЗ (зона насыщения). Начиная с определенного числа узлов, кривая распределения токов КЗ по узлам сети в относительных единицах приобретает устойчивый характер.

В общем случае

$$I_{\text{к.нб}}^{(3)} = \alpha + b\sigma_c = c + d\sigma_r = e + f\sigma_{\text{нг}},$$

где α, b, c, d, e, f – коэффициенты, зависящие от структуры сети; σ_c – плотность сети, км/км²; σ_r – плотность генерации, кВт/км²; $\sigma_{\text{нг}}$ – плотность нагрузки, кВт/км².

$$\sigma_c = \frac{L}{\Pi}; \sigma_r = \frac{P_r}{\Pi}; \sigma_{\text{нг}} = \frac{P_{\text{нг}}}{\Pi},$$

где L – длина линий электропередач в данном районе в одноцепном исчислении, км; Π – площадь электроснабжения данной сети, км²; P_r – мощность генерирующих источников, связанных с данной сетью непосредственно или через одну ступень трансформации, кВт; $P_{\text{нг}}$ – мощность нагрузки данной сети, кВт.

На рисунке 1.15 показана динамика изменения схемы выдачи мощности электростанций (от схемы «а» к схеме «в») при развитии энергосистем и укрупнении мощностей электростанций. На рисунке 1.16 представлена полная структурная схема выдачи мощности электростанций в сети различного напряжения с указанием распределения мощностей.

При схеме ТЭЦ (рис. 1.15, а) с генераторами 30–100 МВт, трудности с ограничением токов КЗ возникли в сетях нижнего и среднего напряжения.

При схеме, характерной для блочных электростанций (рис. 1.15, б) с генераторами мощностью 100–300 МВт, наибольший рост уровней токов КЗ наблюдается в сети среднего напряжения, меньший – в сети высшего напряжения; в сети же низшего напряжения уровень токов КЗ стабилизируется.

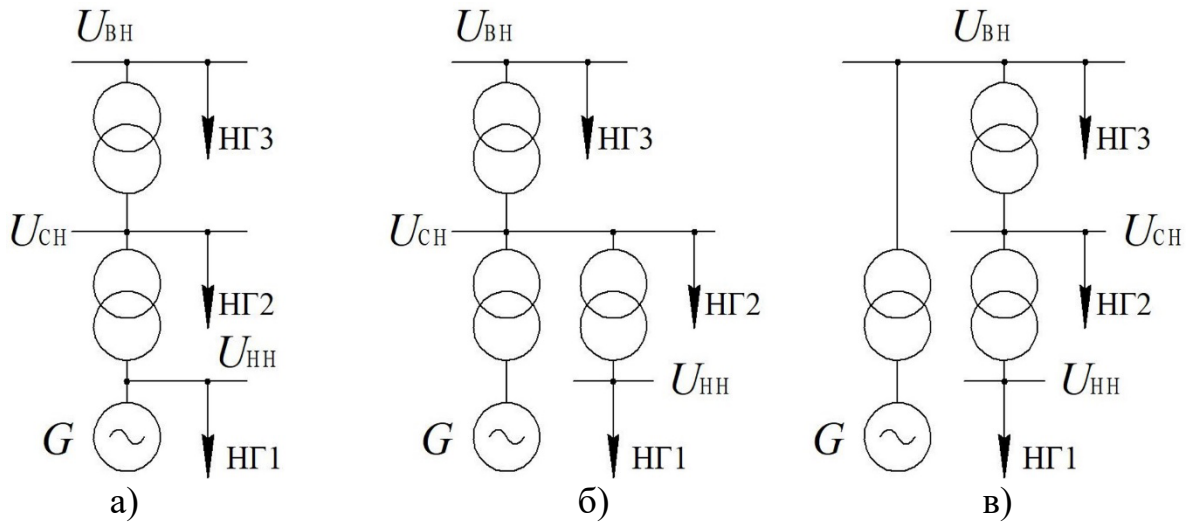


Рис. 1.15. Принципиальные схемы выдачи мощности электростанций

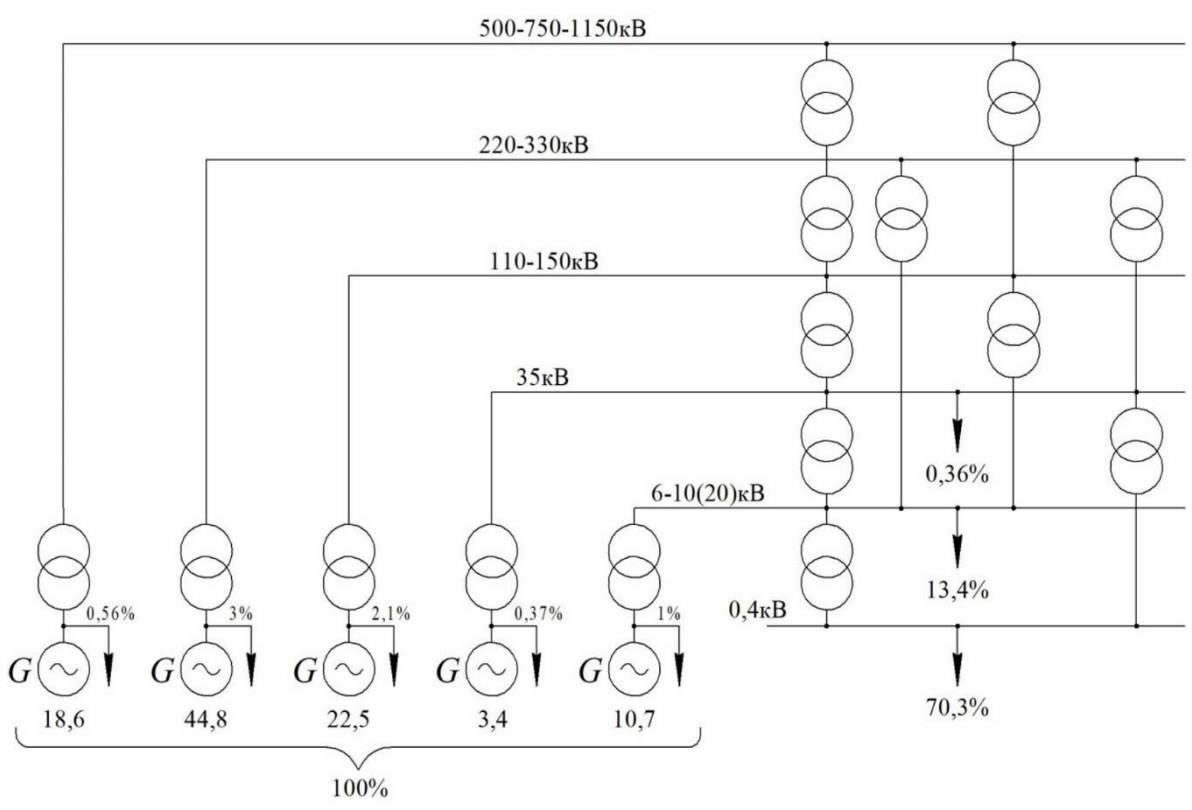


Рис. 1.16. Структурная схема выдачи мощности в эл. сети различных напряжений

При схеме, характерной для блочных электростанций (рис. 1.15, в) с генераторами мощностью 500–1200 МВт, наибольший рост уровней токов КЗ наблюдается в сети высшего напряжения (500–750 кВ), меньший – в сетях среднего и низшего напряжений.

На рисунках 1.17–1.19 представлены кривые распределения уровней токов трехфазного и однофазного КЗ в узлах сетей напряжением 35–220 кВ по энергосистемам СССР в период 1972–1983 гг.

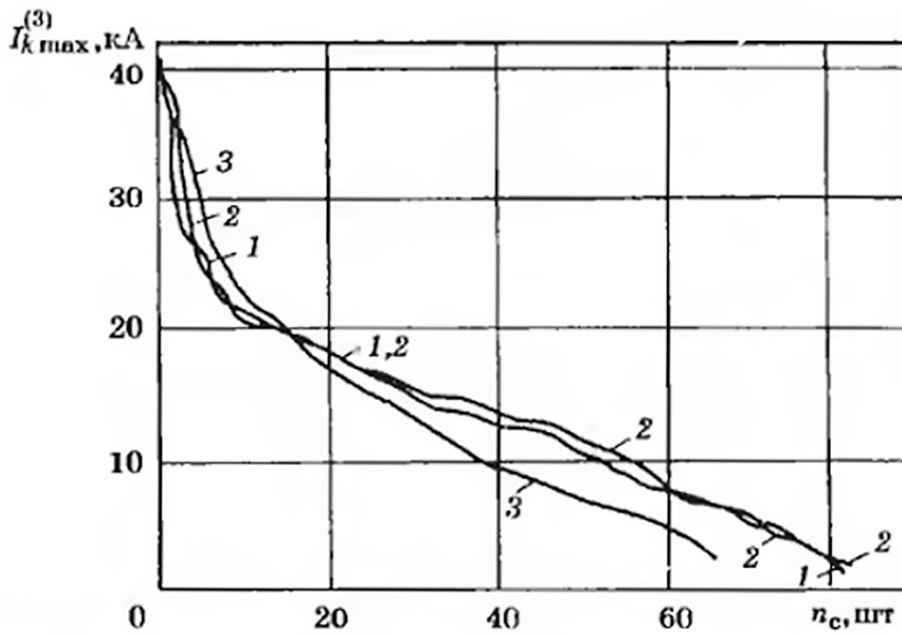


Рис. 1.17. Кривые распределения максимальных уровней токов трехфазного КЗ в сетях 35 кВ энергосистем (1 – 1972 г.; 2 – 1978 г.; 3 – 1983 г.), n_c – число узлов

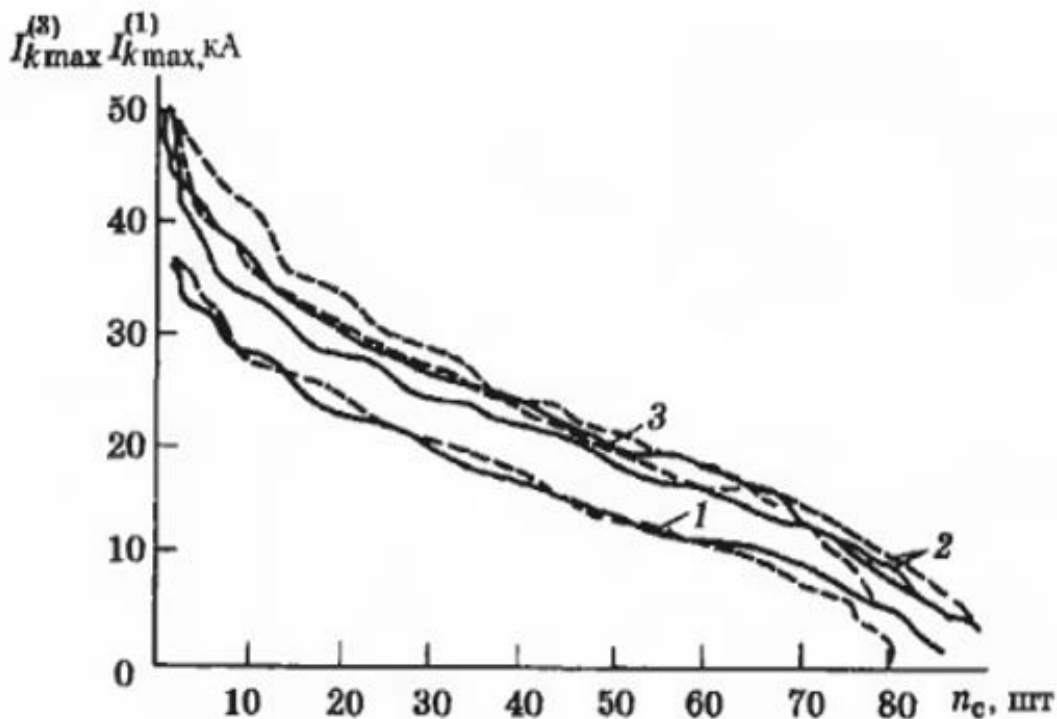


Рис. 1.18. Кривые распределения максимальных уровней токов КЗ в сетях 110 кВ энергосистем (сплошная линия – трехфазные КЗ, пунктирная – однофазные) (1 – 1972 г.; 2 – 1978 г.; 3 – 1983 г.)

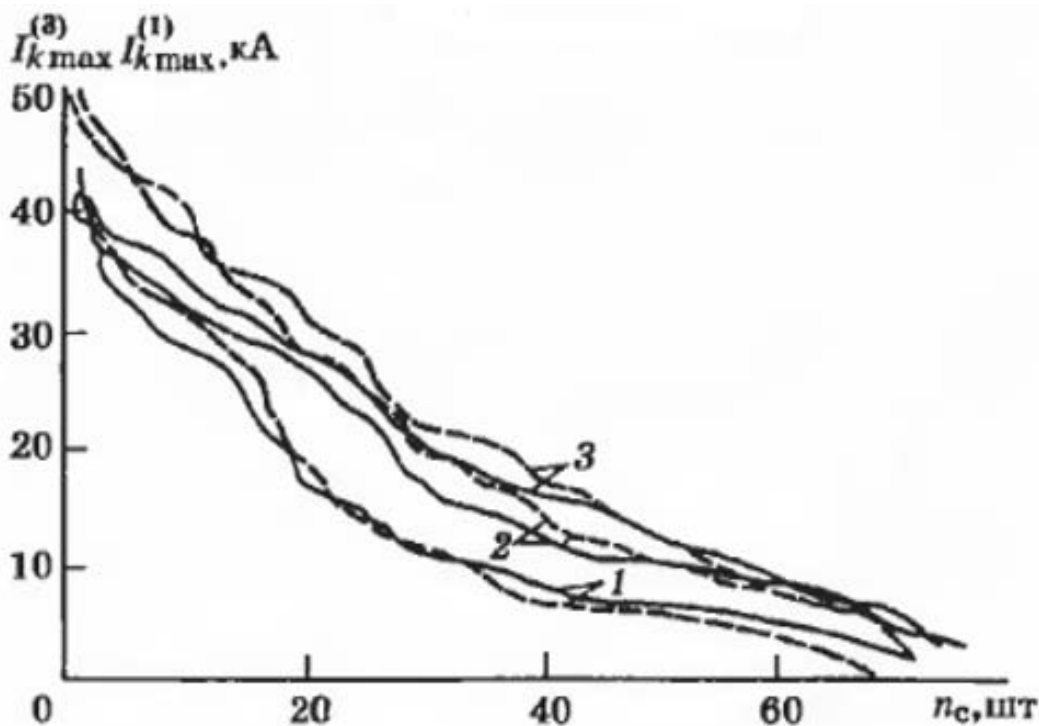


Рис. 1.19. Кривые распределения максимальных уровней токов КЗ в сетях 220 кВ энергосистем (сплошная линия – трехфазные КЗ, пунктирная – однофазные) (1 – 1972 г.; 2 – 1978 г.; 3 – 1983 г.)

Динамика изменений токов КЗ далеко не одинакова в отдельных системах и зависит от особенностей каждой системы. Диспетчерские управления энергосистем располагают данными о значениях токов КЗ в сетях различных напряжений и ежегодно корректируют их, чтобы быть уверенными в соответствии расчетных значений токов КЗ и номинальных параметров установленных выключателей.

Обычно, в каждой системе максимальный уровень тока КЗ имеет место только в одной-двух точках. В остальной сети уровень тока КЗ значительно меньше. Когда ток КЗ достигает значений, соответствующих предельным (номинальным) параметрам установленных выключателей, энергосистемы вынуждены принимать меры к ограничению токов КЗ.

Динамика изменения токов КЗ в Московской энергосистеме показана в табл. 1.2.

Максимально допустимый уровень токов КЗ для Московской энергосистемы в интервале 2005–2012 гг. повышается, и несмотря на секционирование сети (табл. 1.3) достигает значений номинальных токов отключения установленных выключателей.

Таблица 1.2

Динамика изменения токов КЗ в Московской энергосистеме

Максимальный уровень токов КЗ в Московской энергосистеме						
Года	500 кВ		220 кВ		110 кВ	
	I, кА	Энергообъект	I, кА	Энергообъект	I, кА	Энергообъект
2005-2006	32,6	Чагино	35,6	Чагино	37,5	ТЭЦ-23
2006-2007	32,6	Чагино	38,9	Очаково	40,8	Полет
2007-2008	33,3	ТЭЦ-26	39,6	Бутырки	40,8	Полет
2008-2009	36,1	Бескудниково	52,0	ТЭЦ-21	42,7	Полет
2009-2010	36,3	Бескудниково, ТЭЦ-26	59,0	Очаково	43,6	Полет
2010-2011	39,3	ТЭЦ-26	61,7	Очаково	47	Полет
2011-2012	39,3	ТЭЦ-26	62,8	Очаково	50,4	Полет

Таблица 1.3

Общее число мест секционирования сети

Общее число мест секционирования сети	Напряжение	2010-2011 гг.	2011-2012гг.
	Всего (в т.ч. по условиям ТКЗ)	128 (109)	130 (111)
	220 кВ	31 (31)	32 (32)
	110 кВ	97 (78)	98 (79)

Причины роста максимального уровня токов КЗ:

- сооружение новых блоков электростанций и схем выдачи их мощности;
- ввод новых подстанций и линий электропередачи 220 и 110 кВ;
- увеличение авто- и трансформаторной мощности ПС 500 кВ.

Особенностью Московской энергосистемы является выход на уровни токов КЗ, превышающих отключающую способность современных выключателей.

По оценке ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ», к 2025 г. в Московской энергосистеме при существующем секционировании сети потребуется установка выключателей с номинальным током отключения

свыше 63 кА (до 80 кА) на 16 существующих и вновь сооружаемых подстанциях 500 и 220 кВ и с номинальным током отключения более 80 кА на 10 подстанциях.

Стоимость выключателя с номинальным током отключения 80 кА, а также его габариты почти в 2 раза превосходят стоимость и габариты существующего выключателя с номинальным током отключения 63 кА, что является серьезным препятствием для размещения такого оборудования на ограниченных площадках подстанций в городе.

Таким образом, для Московской энергосистемы максимально допустимым уровнем токов КЗ целесообразно принимать 63 кА. Использование коммутационного оборудования с номинальным током отключения 80 кА может рекомендоваться только в единичных случаях. Основное внимание должно быть обращено на мероприятия по ограничению токов КЗ.

Контрольные вопросы и задания

1. Что такое координация уровней токов КЗ?
2. В каких случаях координация токов КЗ необходима инженеру-электрику?
3. Каких данные об энергосистемах необходимы для оценки уровней токов КЗ?
4. По какому принципу формируются данные о токах КЗ?
5. Назовите причины и последствия коротких замыканий.
6. В чем особенность современного состояния электроэнергетики РФ?
7. Какова структура ЕЭС России на уровне объединенных энергосистем?
8. В чем заключается необходимость реформирования электроэнергетики России?
9. Каковы проблемы современной электроэнергетики?
10. Зачем необходимо знать прогноз роста численности населения и потребления электроэнергии в Московском регионе?
11. Какова динамика изменения токов КЗ в Московском регионе?

2. ТРЕБОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ К ПАРАМЕТРАМ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ДИНАМИКА ИХ ИЗМЕНЕНИЙ

2.1. Требования энергосистем

Требования энергосистем к параметрам электрооборудования непрерывно повышаются. Соответственно, промышленность вынуждена менять координационные таблицы параметров выпускаемого и разрабатываемого электрооборудования.

Таблица 2.1

Требования к параметрам выключателей, сформулированные институтом «Теплоэлектропроект»

$U_{\text{ном}}$, кВ	Ряды $I_{\text{откл.ном.}}$, кА											$S_{\text{откл.мах}}$, тыс. МВ-А
6	31,5	–	50	–	–	–	–	–	–	–	–	0,52
10	31,5	–	–	–	–	–	–	120	–	–	–	2,08
20	–	–	–	–	–	–	–	120	150	180	–	6,25
24	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	200	8,3
35	–	40	–	–	–	–	–	–	–	–	–	2,42
110	–	40	–	63	80	–	–	–	–	–	–	15,2
150	–	40	–	63	80	–	–	–	–	–	–	20,8
220	–	40	50	63	80	–	–	–	–	–	–	30,4
330	–	40	–	63	80	–	–	–	–	–	–	45,6
500	–	40	–	63	80	–	–	–	–	–	–	69,2
750	–	40	–	63	80	–	–	–	–	–	–	104,0

Таблица 2.2

**Требования к параметрам выключателей, сформулированные
институтом «Энергосетьпроект»**

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Исполнение выключателя	$I_{\text{ном}}, \text{кА}$	$I_{\text{откл.ном}}, \text{кА}$
6	–	–	–
10	–	–	–
20	–	–	–
24	–	–	–
35	М	0,63–2	10–63
	Б	1–2	31,5–63
	В, Э	2	40–63
110	М	1–3,2	16–63
	Б	2–3,2	31,5–63
	В, Э	2–3,2	31,5–63
150	М	1–2	31,5
$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Исполнение выключателя	$I_{\text{ном}}, \text{кА}$	$I_{\text{откл.ном}}, \text{кА}$
150	В, Э	2–3,2	31,5–63
220	М	1–3,2	16–63
	Б	2–3,2	31,5–63
	В, Э	2–4	31,5–100
330	М	2	40
	В, Э	2–4	63–100
500	М	2	40
	В, Э	2–4	31,5–100
750	В, Э	4	63–100
1150	–	–	–

Примечание.

Исполнение выключателей обозначено следующим образом:

М – масляный малообъемный (маломасляный);

Б – масляный многообъемный (баковый);

В – воздушный;

Э – элегазовый.

Таблица 2.3

**Координационная таблица перспективных параметров
выключателей, принятая в электропромышленности**

$U_{\text{ном}}$, кВ	$I_{\text{ном}}$, кА	$I_{\text{откл.}}$, кА	$S_{\text{откл. max}}$, тыс. МВ-А	$i_{\text{пр.с.}}$, кА	$I_{\text{пр.т.}}$, кА
6	0,2–3,2	5–50	0,06–0,6	13–130	5–50
10	0,4–8,0	10–100	0,2–2,0	25,5–255,0	10–100
15	5	100	3	255	100
20	2–20	20–160	0,8–6,4	51–410	20–160
24	25	175	8	450	175
35	0,1–3,2	0,8–50	0,056–3,5	2,1–130	0,8–50
110	0,63–3,2	1–80	0,217–17,4	2,6–205	1–80
150	2–3,2	31,5–63	9,4–19	80–160	31,5–63
220	2–3,2	20–63	8,7–27,5	51–160	20–63
330	2–3,2	25–63	15,5–39,5	64–160	25–63
500	2–4	31,5–50	28,6–45,5	80–130	31,5–50
750	2–4	40–63	54–85	100–160	40–63
1150	3,2–4	50	105	130	50

В таблице 2.1 и 2.2 приведены требования соответственно институтов «Теплоэлектропроект» и «Энергосетьпроект» к параметрам выключателей.

Промышленность приняла координационную табл. перспективных параметров выключателей, представленную в табл. 2.3.

Как видно, данные табл. 2.1–2.3 внутренне противоречивы, поскольку не учитывают в должной мере реальную динамику изменения уровней токов КЗ в энергосистемах. Кроме того, следует отметить разные требования в части токов КЗ к элементам одной и той же цепи.

Достигнутый уровень номинальных токов отключения выключателей различных видов дан в табл. 2.4.

Таблица 2.4

Достигнутые параметры электрооборудования

Выключатель	$I_{\text{откл. ном.}}$, кА, при $U_{\text{ном}}$, кВ										
	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750	1150
Баковый	4,8	5,8	–	50	50	–	40	–	–	–	–
Маломасляный	–	10,5	100	16,5	31,5	–	25	–	–	–	–
Воздушный	–	–	160	40	63	45	63	63	63	63	63
Элегазовый	–	–	–	–	40	–	40	–	–	–	–
Электро-магнитный	40	31,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Вакуумный	–	20	–	–	20	–	–	–	–	–	–

Как видно, динамика роста уровней токов КЗ в отдельные периоды существенно опережает динамику роста отключающей способности выключателей и динамической стойкости, например, заградителей. Такая же картина характерна для силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, разъединителей, отделителей, трансформаторов тока. Мероприятия (методы и средства) по координации уровней токов КЗ направлены на ликвидацию этой диспропорции.

2.2. Концепция нормированных параметров электрооборудования

Промышленность непрерывно осваивает выпуск электрооборудования с более высокими техническими параметрами, однако динамика изменения параметров электрооборудования часто отстает от динамики роста уровней токов КЗ в энергосистемах.

В этих условиях выработана концепция нормирования параметров электрооборудования с учетом требований энергосистем в части расчетных уровней токов КЗ:

- использование рядов предпочтительных чисел при создании координационных таблиц параметров электрооборудования;
- принятие одинаковых требований в части расчетных уровней токов КЗ по всем последовательно включенным элементам цепи (выключатели, разъединители, отделители, трансформаторы тока, проводники и т.д.);
- согласование нормируемых параметров элементов цепи по основному, определяющему элементу;
- учет возможных режимов работы электроустановок;
- учет технико-экономических характеристик электрооборудования и электроустановок в целом.

С учетом этой концепции освоен выпуск широкой гаммы вакуумного и элегазового электрооборудования, внедрены подвесные разъединители, ограничители перенапряжений, силовые трехфазные и однофазные трансформаторы и автотрансформаторы большой мощности, в том числе с расщепленной обмоткой низшего напряжения, автотрансформаторы без третичной обмотки, комплектные распределительные устройства с элегазовой или масляно-воздушной изоляцией.

2.3. Разработка и внедрение нового электрооборудования с учетом уровней токов КЗ в энергосистемах

Одним из основных элементов распределительных устройств любого класса напряжения являются выключатели. Поэтому проблема координации уровней токов КЗ в энергосистемах неразрывно связана с разработкой и обоснованием требований к коммутационным аппаратам.

Конечно, не менее важно также обоснование требований к трансформаторному оборудованию, защитной аппаратуре, измерительным аппаратам и т.д.

Для координации уровней токов КЗ необходим обоснованный анализ зависимости технико-экономических показателей коммутационного оборудования от токов КЗ, для работы при которых оно предназначено. Надежные технико-экономические показатели могут быть получены в результате подробной разработки исследований и испытаний такого оборудования с доведением их до макетных и опытных образцов.

Изучение требований энергосистем к коммутационной аппаратуре показало, что для средних классов напряжений (6–35 кВ) в ближайшие 15 лет для большей части выпускаемых выключателей номинальные токи и токи отключения останутся на уровне 1250 А и 20 кА соответственно. Для 15–20 % выпускаемых выключателей эти параметры возрастут до 4000 А и 31,5–40 кА соответственно, а в отдельных случаях, например, для РУ 6–10 кВ собственных нужд ТЭЦ и АЭС потребуются выключатели с номинальными токами отключения 50–63 кА.

Для выключателей на классы напряжения более 110 кВ требования также возрастут и по токам отключения, например, для выключателей 220 кВ они достигнут 63–70 кА. При этом одним из главных требований ко всей аппаратуре распределительных устройств является надежность их работы.

Внедрение вакуумной коммутационной аппаратуры позволяет существенно увеличить надежность электроснабжения, в том числе за счет способности многократно отключать токи КЗ. Так, если масляные выключатели отключают без ревизии номинальный ток отключения 2–4 раза, вакуумные же могут это делать 20–100 раз.

За последние годы интерес к вакуумной коммутационной аппаратуре возрастает, хотя первоначально ее внедрение было связано с большими трудностями, обусловленными в первую очередь высокой стоимостью вакуумных дугогасительных камер.

Контрольные вопросы и задания

1. В чем заключаются требования энергосистем к параметрам электрооборудования?
2. Какова динамика изменения параметров выключателей?
3. В чем состоит концепция нормирования параметров электрооборудования с учетом требований энергосистем?
4. Каковы требования энергосистем к коммутационной аппаратуре для различных классов напряжений?
5. Почему при внедрении вакуумной коммутационной аппаратуры повышается надежность электроснабжения?

3. МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ОГРАНИЧЕНИЯ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

3.1. Методы ограничения токов КЗ

В настоящее время достаточно подробно проанализированы и классифицированы методы ограничения токов КЗ. Используются следующие основные методы.

1. Метод оптимизации структуры и параметров сети (схемные решения). Этот метод обычно используется на стадии проектирования.
2. Метод деления сети (стационарного или автоматического). Этот метод используется в качестве резервного на стадии эксплуатации.
3. Метод ограничения токов КЗ с помощью токоограничивающих устройств.
4. Метод оптимизации режима заземления нейтралей элементов энергосистем (трансформаторов, автотрансформаторов).
5. Метод изменения схем соединения обмоток блочных трансформаторов.

Примеры схемных решений показаны на рис. 3.1 и 3.2, стационарных делений – на рис. 3.3 и 3.4, автоматического деления сети – на рис. 3.5, оптимизация режима нейтралей трансформаторов и автотрансформаторов – на рис. 3.6, изменения схем соединения обмоток блочных трансформаторов – 3.7, изменения схем соединения обмоток автотрансформаторов – на рис. 3.8.

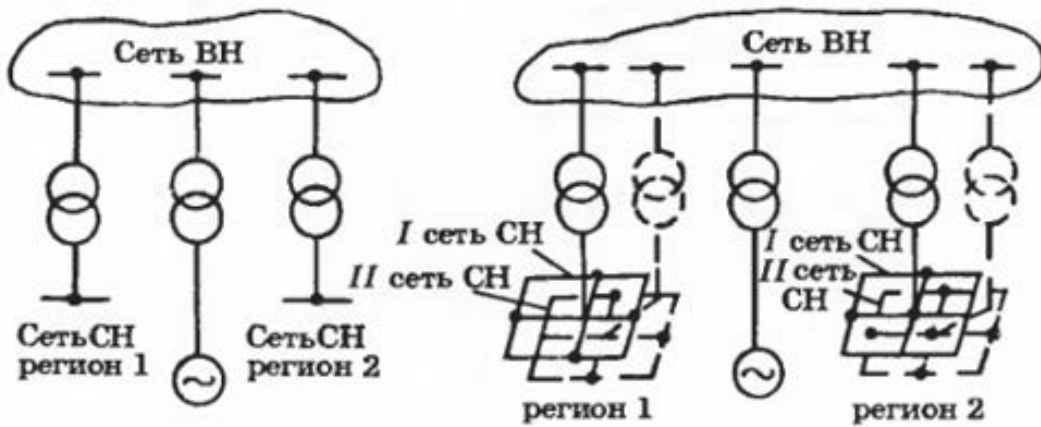


Рис. 3.1. Схемные решения

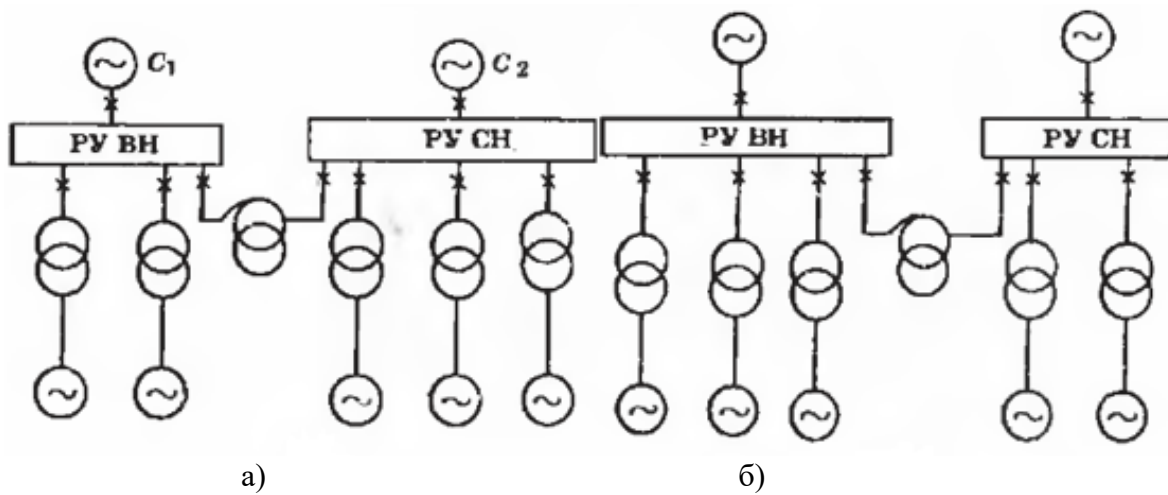


Рис. 3.2. Схемные решения при эксплуатации электростанций:
а – исходная схема; б – измененная схема

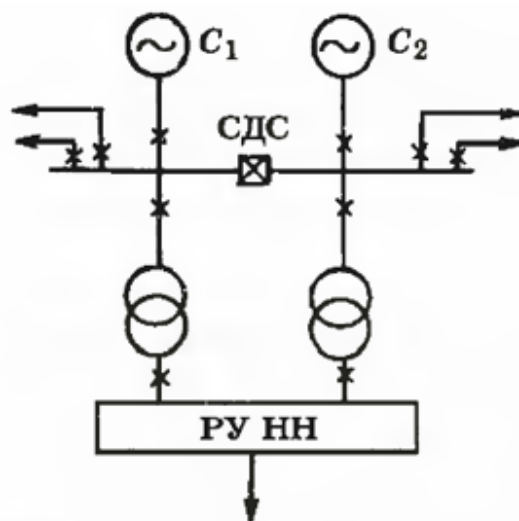


Рис. 3.3. Стационарное деление сети на подстанции

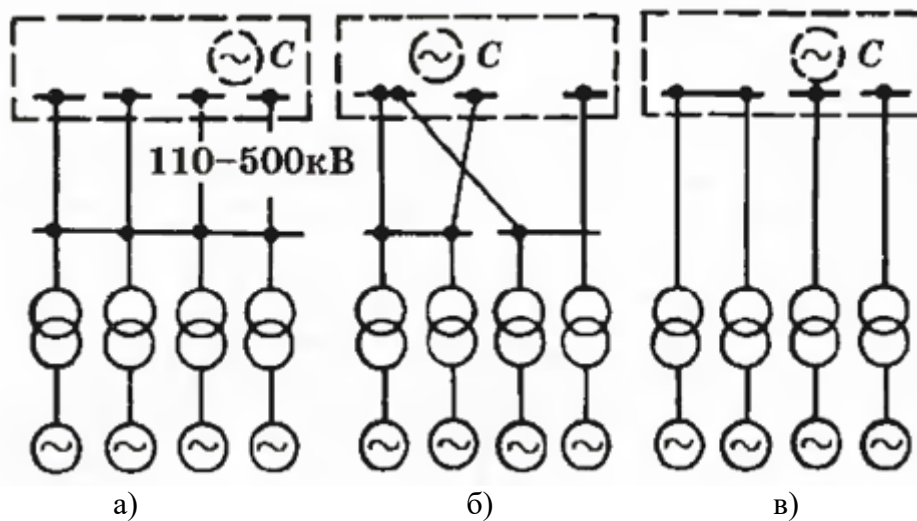


Рис. 3.4. Стационарное деление сети на электростанции с одним РУ повышенного напряжения (а – исходная схема; б – деление РУ на две части; в – схема с удлиненными блоками)

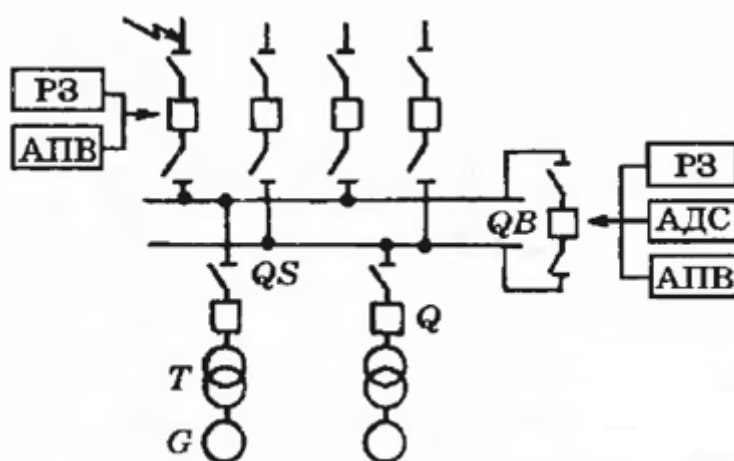


Рис. 3.5. Автоматическое деление сети в РУ ВН электростанции

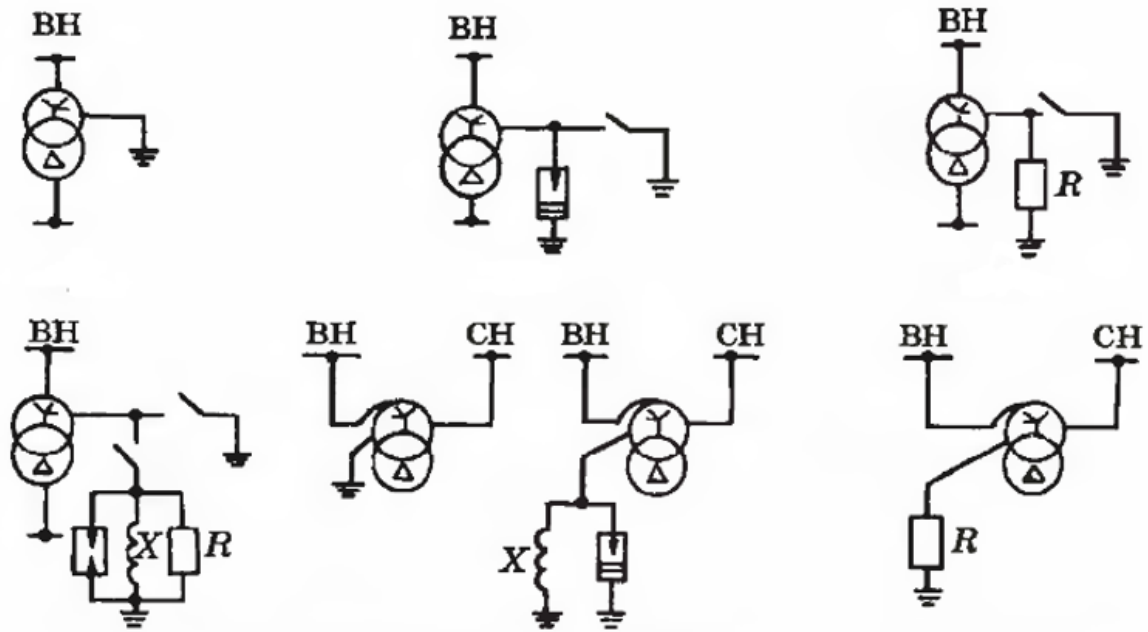


Рис. 3.6. Режим нейтралей трансформаторов и автотрансформаторов

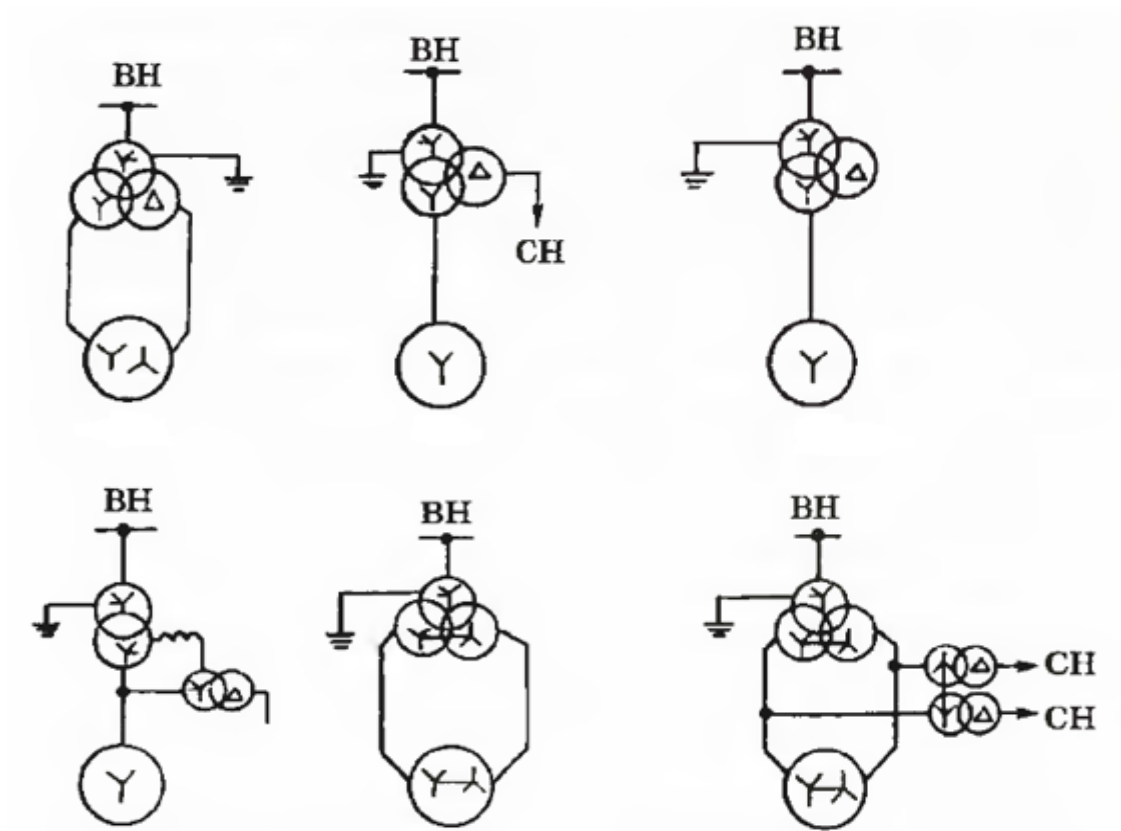


Рис. 3.7. Изменение схемы соединения обмоток силовых трансформаторов блоков

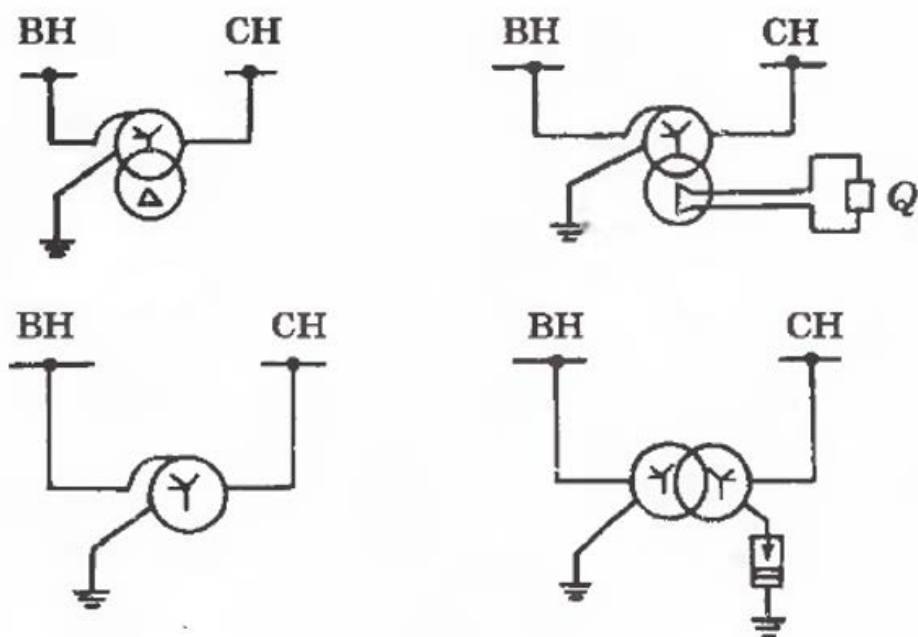


Рис. 3.8. Изменение схемы соединения обмоток автотрансформаторов связи

3.2. Средства ограничения токов КЗ

Средства ограничения токов КЗ можно разделить на простые, состоящие из одного силового элемента, и сложные, состоящие из нескольких силовых элементов.

К первым относятся:

- реакторы неуправляемые (одинарные и сдвоенные, сухие, литые или с масляной изоляцией)
- реакторы управляемые (с продольным или поперечным подмагничиванием);
- силовые трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения;
- токоограничивающие плавкие предохранители;
- тиристорные выключатели с естественной и принудительной коммутацией;
- резисторы;
- криотроны – силовые элементы, использующие явление сверхпроводимости;
- силовые трансформаторы с измененной по отношению к типовой схеме соединения обмоток;
- силовые автотрансформаторы без третичной обмотки или с коммутируемой при КЗ третичной обмоткой.

К сложным средствам ограничения токов КЗ, получившим наименование токоограничивающих устройств, можно отнести:

- ТОУ резонансного типа;
- ТОУ реакторного типа, с дешунтированием реактора при КЗ;
- ТОУ реакторно-вентильного типа;
- ТОУ трансформаторного типа;
- вставки постоянного тока;
- вставки переменного тока с асинхронизированными электромеханическими преобразователями частоты (АС ЭМПЧ).

Большинство из средств ограничения токов КЗ было смоделировано и подверглось теоретической проверке на предмет работоспособности с установлением зоны оптимальных параметров при поставленных условиях токоограничения. Их техническая эффективность показана на рис. 3.9; экономическая эффективность зависит от степени освоения промышленностью типовых элементов токоограничения и от объема их внедрения в энергосистемах.

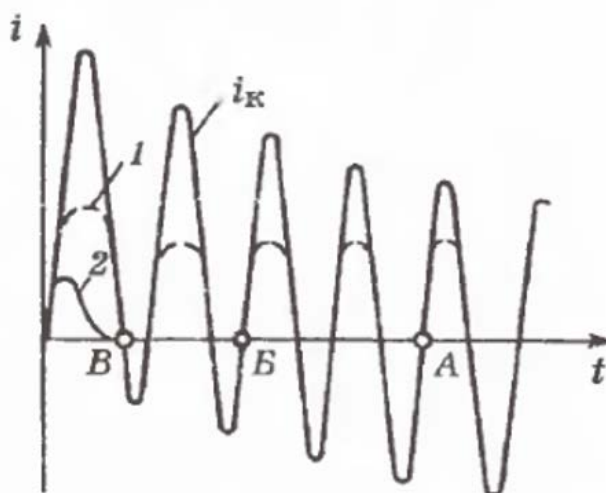


Рис. 3.9. Значения и длительности протекания тока КЗ

в поврежденной цепи при различных способах ее отключения:

- А, Б, В – моменты отключения цепи выключателя различного быстродействия;
1 – ограничение токов КЗ безынерционным резонансным токоограничивающим устройством; 2 – безынерционный разрыв цепи тиристорным выключателем с принудительной коммутацией, токоограничивающим предохранителем или ограничителем ударного тока

На рисунке 3.10 показаны разработанные схемы токоограничения с использованием ограничителей ударного тока взрывного действия, представляющие собой сверхбыстродействующие управляемые коммутационные аппараты одноразового действия с относительно большим номинальным током.

На рисунке 3.11 приведены исследованные характерные типы ТОУ.

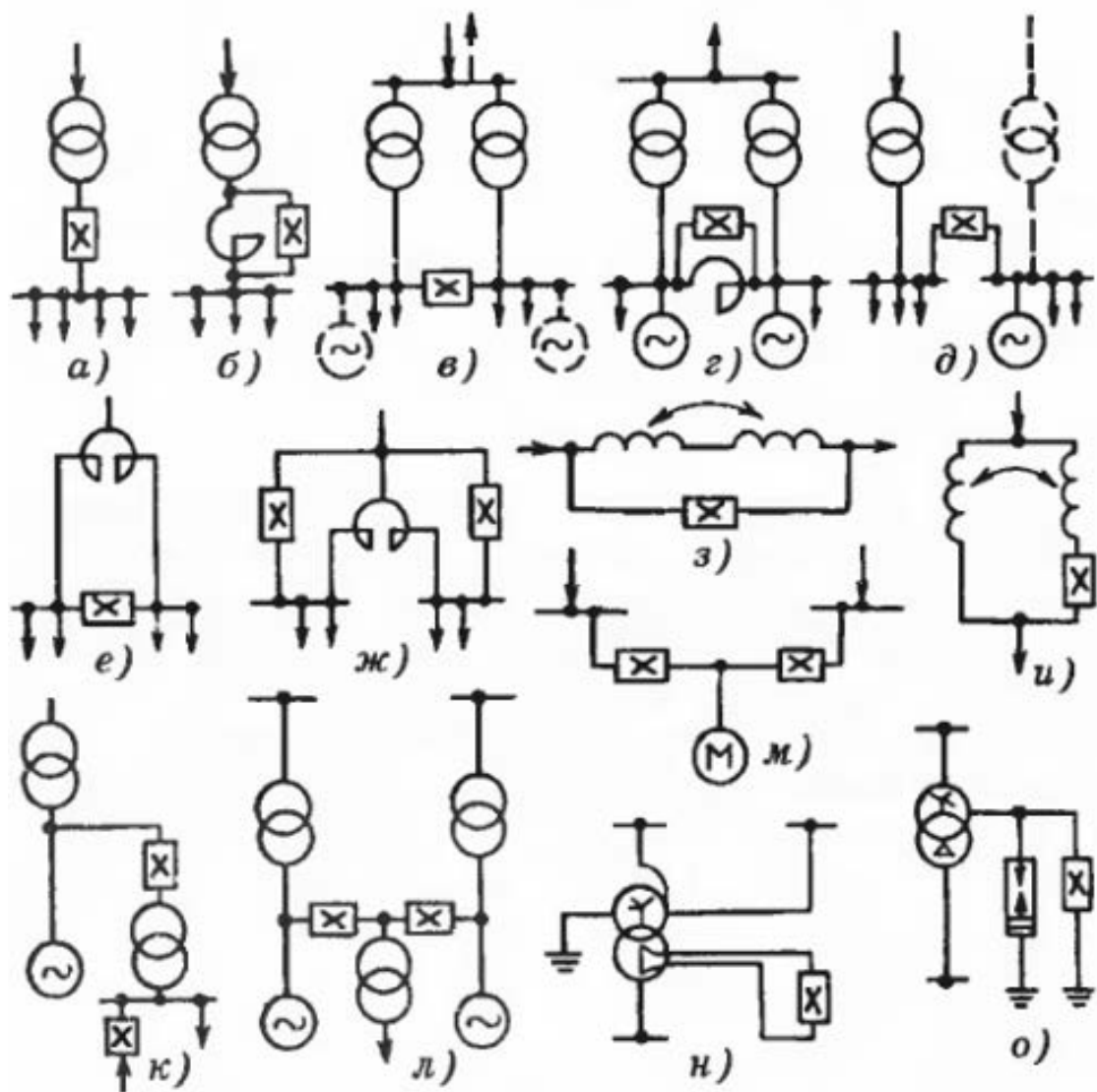


Рис. 3.10. Возможные схемы включения ограничителей ударного тока:
 а – в цепи трансформатора; б – параллельно реактору; в – между двумя секциями;
 г – параллельно секционному реактору; д – между двумя секциями при подключении нового источника; е – параллельно сдвоенному реактору; ж – параллельно отдельным плечам сдвоенного реактора; з – параллельно сдвоенному реактору (в продольном режиме); и – в плече сдвоенного реактора; к – в цепи основного и резервного питания шин собственных нужд; л – в цепи трансформатора собственных нужд; м – между электродвигателем и разными секциями; н – в цепи обмотки автотрансформатора, соединенной в треугольник; о – параллельно разряднику, включенному в нейтраль

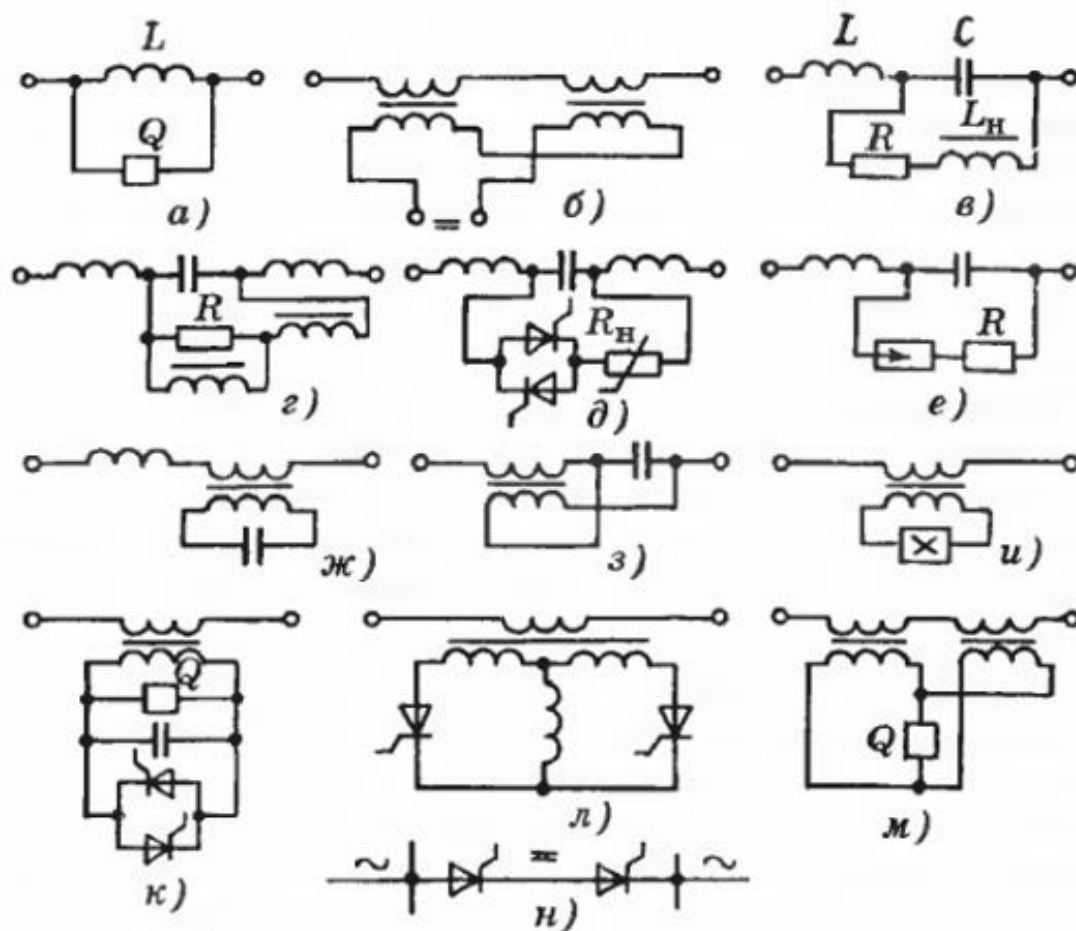


Рис. 40. Схемы токоограничивающих устройств:

- а – реактор, нормально зашунтированный пороговым элементом;
- б – управляемый реактор с подмагничиванием постоянным током;
- в – е – резонансные токоограничивающие устройства с различными способами расстройки резонанса напряжения при КЗ;
- ж – м токоограничивающие устройства трансформаторного типа с регулированием параметров со стороны вторичной обмотки;
- н – вставка постоянного тока

3.3. Преимущества и недостатки методов и средств ограничения токов КЗ

Таблица 3.1

Преимущества и недостатки методов и средств ограничения ТКЗ

Преимущества	Недостатки
Схемные решения	
Выбор оптимальных схем выдачи мощности электростанций, структуры и параметров элементов сетей энергосистем, что ограничивает рост уровней токов КЗ	Сложности, возникающие при схемной координации развития сети, связанные с неопределенностью роста и размещения нагрузок и независимыми инвестициями в объекты генерации и электрической сети
Деление сети (стационарное и автоматическое)	
Позволяет резко изменить максимальный уровень токов КЗ в сети	Оказывает существенное негативное влияние на режимы работы электрической сети, в частности приводит: <ul style="list-style-type: none"> • к понижению показателей надежности электроснабжения и режимной управляемости, • ухудшению условий восстановления напряжения после возмущений, • снижению пределов устойчивости, • к трудностям выполнения ремонтов и операций при эксплуатации сети. Слабо сказывается на общей тенденции роста уровней токов КЗ в большинстве узлов сети и может рассматриваться только как локальное средство ограничения токов КЗ в прилегающих участках сети
Токоограничивающие реакторы	
Ограничивает ток КЗ и поддерживает относительно высокий уровень остаточного напряжения в узлах предвключенной сети. Возможность установки за достаточно короткий срок	В нормальном режиме имеют место потери активной и реактивной мощности, потери энергии, а также падение напряжения. Могут иметь место проблемы с размещением ТОР на существующих ПС в городских условиях

Токоограничивающие устройства (ТОУ)	
Преимущества	Недостатки
Заземление нейтралей трансформаторов и автотрансформаторов через резисторы или реакторы	
Ограничения токов однофазных (несимметричных) КЗ, ограничение сквозных и ударных токов для трансформаторов	Используется для ограничения токов однофазных (несимметричных) коротких замыканий. Степень ограничения токов КЗ лимитируется допустимой длительностью воздействия на нейтраль трансформатора повышенного напряжения, определяемой уровнем изоляции нейтрали. Недостаточное действие на всю сеть
Автотрансформаторы без третичной обмотки	
Ограничения токов однофазных (несимметричных) КЗ	Недостаточное действие на всю сеть
Вставки постоянного тока	
Снижает уровень тока КЗ за счет ограничения тока «подпитки» КЗ со стороны вставки	Высокая стоимость, требует технико-экономического обоснования. Потребуется выделения дополнительных площадей под сооружение, что в условиях города сложно
Сверхпроводящие токоограничивающие устройства	
Находятся в стадии разработки	Находятся в стадии разработки

Анализ опыта зарубежных стран по построению схем электрических сетей крупных городов и мегаполисов показал, что направления и мероприятия по ограничению уровней токов короткого замыкания в Московской энергосистеме, рекомендованные ОАО «Институт «ЭНЕРГО-СЕТЬПРОЕКТ» в 2007 г. в работе «Схема развития электрических сетей Московского региона напряжением 110 (35) кВ и выше ОАО «Московская объединенная электросетевая компания» на период до 2020 года» являются верными и полностью корреспондируются с решениями, принимаемыми энергокорпорациями развитых зарубежных стран.

Таблица 3.2

Анализ мероприятий по ограничению токов КЗ

Предложения ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»	Зарубежный опыт	Эффекты
<p>Формирование перспективной схемы электрической сети Московской энергосистемы по принципу «n-1», что не предусматривает использования ПА при отключении одного электросетевого элемента</p>	<p>Энергокомпания Кансай Электрик Пауэр (Япония). Требуемый системный уровень надежности для электроснабжения крупных городов и мегаполисов выше, чем в других зонах энергосистемы.</p> <p>Схема электрической сети должна обеспечивает надежное и бесперебойное питание узлов нагрузки после аварийного отключения одного из элементов сети (критерий N-1)</p>	<p>Надежная работа энергосистемы, надежное электроснабжение потребителей и выдача мощности электростанций</p>
<p>Рекомендации по установке дополнительных источников реактивной мощности – устройств FACTS в Московской энергосистеме на ПС 500, 220, 110 кВ</p>	<p>Энергокорпорация КЕРСО (Корея). В электрической сети 345 кВ энергосистемы Сеула в период 2007-2009 гг. были запланированы мероприятия по установке 3-х устройств FACTS</p>	<p>Нормализация баланса реактивной мощности и напряжения в энергосистеме, повышение пропускной способности и оптимизации загрузки электрической сети мегаполиса</p>
<p>Деление сети 110 и 220 кВ Московской энергосистемы на части: – две части: северную и южную; – четыре части: северную, южную, восточную и западную</p>	<p>Разделение и замена основного электросетевого кольца 345 кВ энергосистемы Сеула на три небольших – Северное, Западное и Южное</p>	<p>Снижение уровней токов короткого замыкания, обеспечение надежного покрытия нагрузки потребителей мегаполиса</p>

Продолжение табл. 3.2

Предложения ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»	Зарубежный опыт	Эффекты
<p>Установка на крупных транзитах внутри электрической сети Москвы ВПТ. В качестве места сооружения ВПТ целесообразно рассматривать площадки подстанций 500 кВ, где в настоящее время происходит реконструкция. Наиболее целесообразным в первую очередь можно рассматривать площадки ПС 500 кВ Бескудниково, Очаково и в перспективе за 2020 годом ПС Свиблово. Мощность ВПТ определяется балансом мощности присоединяемых к транзитам ПС</p>	<p>Рассматривается установка ВПТ в электрической сети 345 кВ. Одну ВПТ планируется установить в месте разрыва основного кольца 345 кВ. Вторая ВПТ рассматривается для деления оставшейся части основного кольца 345 кВ</p>	<p>Повышение управляемости электрической сети мегаполиса параллельно со снижением уровней токов КЗ</p>
<p>Электрическая сеть 110 кВ Московской энергосистемы переходит в разряд распределительной сети</p>	<p>Энергокорпорация КЕРСО (Корея). Основной распределительной сетью корпорации КЕРСО является электрическая сеть 154 кВ. Энергокомпания Кансай Электрик Пауэр (Япония). Основу распределительной сети энергосистемы г.Осаки составляет электрические сети напряжением 77 кВ</p>	<p>Более высокая пропускная способность распределительной сети</p>

Предложения ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»	Зарубежный опыт	Эффекты
<p>В сети 110 кВ Московской энергосистемы следует рассматривать питание потребителей по радиальной схеме, по типу конфигурации сети 10 кВ с сохранением связей 110 кВ для резервирования питания</p>	<p>Энергокорпорация КЕРСО (Корея). К одной подстанции питающей сети 345 кВ подключены 8 – 10 подстанций 154 кВ. Электрическая сеть 154 кВ, подключенная к одной ПС 345 кВ в большинстве случаев отделена от других сетей 154 кВ, подключенных к другим подстанциям 345 кВ, т.е. работает радиально</p> <p>Энергокомпания Кансай Электрик Пауэр (Япония). Электрическая сеть 77 кВ имеет такую конфигурацию, которая позволяет каждой из подстанций 77 кВ получать электроснабжение более чем от одной подстанции 154 кВ. В случае потери одной линии электропередачи 77 кВ подстанцию 77 кВ можно легко переключить на другую системную подстанцию 154 кВ</p>	<p>Снижение уровней токов КЗ</p>

Окончание табл. 3.2

Предложения ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»	Зарубежный опыт	Эффекты
<p>Сооружение ПС 500 кВ глубокого ввода в Москве с последующим формированием поперечной связи 500 кВ:</p> <p>ПС 500 кВ Бутырки с КЛ 500 кВ Бескудниково-Бутырки;</p> <p>ПС 500 кВ Магистральная (Сити-2) с КЛ 500 кВ Магистральная-Очаково и Бутырки-Магистральная;</p> <p>ПС 500 кВ Карачарово с КЛ 500 кВ Чагино-Карачарово;</p> <p>ПС 500 кВ Свиблово с КЛ 500 кВ Свиблово-ТЭЦ-27.</p> <p>Широкое использование кабельных сетей высокой пропускной способности и закрытых ПС с новейшим оборудованием в городских районах массовой застройки</p>	<p>Компания SIEMENS (Германия). Применение «глубоких вводов» и мощных диагональных транзитов высокого напряжения в центральных районах мегаполисов с использованием имеющих большую пропускную способность газонаполненных линий электропередачи</p>	<p>Снижение загрузки существующих связей между частями энергосистемы мегаполиса, покрытие потребности в электрической мощности и энергии потребителей в центре города, снижение количества новых линий электропередачи среднего напряжения, надежное электроснабжение потребителей не только в нормальных, но и в послеаварийных и ремонтных режимах работы сети, стабилизация уровня токов короткого замыкания в энергосистеме мегаполиса, не требует больших отводов земли</p>

Контрольные вопросы и задания

1. Назовите методы ограничения токов КЗ.
2. В каких случаях используют «деление сети» для ограничения токов КЗ?
3. Что такое «стационарное деление сети»?
4. Каких схем касаются «схемные решения» для ограничения токов КЗ?
5. В каком режиме осуществляется автоматическое деление сети?
6. Какие способы можно использовать для ограничения токов КЗ на землю?
7. Какие негативные влияния оказывает деление сети на работу электрической сети?
8. Назначение токоограничивающих реакторов.
9. Чем лимитируется степень ограничения несимметричных КЗ у токоограничивающих устройств?
10. Какие трудности связаны с внедрением вставок постоянного тока?

4. КООРДИНАЦИЯ УРОВНЕЙ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4.1. Развитие методов расчета и экспериментального определения токов КЗ

Большой экономический эффект дает правильный выбор электрических проводников и аппаратов по условиям КЗ. Завышение их параметров по сравнению с требуемыми в реальных условиях приводит к повышенным капиталовложениям, а занижение – к повреждению электрооборудования при КЗ и, как следствие, значительному ущербу, определяемому не только стоимостью поврежденного оборудования и затратами на монтаж и наладку нового, но и материальными потерями, вызванными соответствующим недоотпуском электроэнергии потребителям. Поэтому для выбора оптимальных параметров электрооборудования по условиям КЗ разработаны новые методы расчета токов КЗ, которые превосходят методы, изложенные в стандартах МЭК.

Наиболее достоверные данные о значениях токов КЗ в электроустановках и их влиянии на работу получены в результате натуральных экспериментальных исследований. Они раскрывают характер процесса в реальных условиях работы электроустановки при совокупном влиянии различных факторов, таких как предшествующая нагрузка, фаза возникновения КЗ, изменение частоты вращения электрических машин и т.д. Натурный эксперимент позволяет объективно оценить результаты аналитического исследования и является основным критерием при разработке методов расчета токов КЗ и рекомендацией по эксплуатации электрооборудования.

В соответствии с указанием Минэнерго СССР кафедре электрических станций НИУ «МЭИ» была поручена разработка отечественных стандартов в области коротких замыканий в электроустановках. В результате этих исследований и новых, современных данных разработана полная серия стандартов о КЗ в электроустановках (5 стандартов). В 1985 г. Госстандартом СССР утвержден ГОСТ 26522-85 «Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения.»

В 1987 г. утвержден ГОСТ 27514-87 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ.»

В 1989 г. утвержден ГОСТ 28249-89 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ.»

В 1992 г. Госстандарт РФ утвердил переработанный стандарт того же наименования – ГОСТ Р 50270-92.

В 1991 утвержден ГОСТ 29176-91 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках постоянного тока».

В 1992 г. утвержден ГОСТ Р 50254-92 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания».

4.2. Расчетные условия

При определении условий, в которых следует учитывать работу электрооборудования, должны быть приняты расчетные, т.е. наиболее тяжелые, но достаточно вероятные условия, при которых может оказаться конкретное электрооборудование в условиях эксплуатации при КЗ. При этом анализу подвергаются:

- расчетные схемы электроустановок;
- расчетные виды КЗ; расчетные точки КЗ;
- расчетные продолжительности КЗ.

На основе этого анализа выявляется специфика расчетных условий применительно к синхронным генераторам, силовым трансформаторам и автотрансформаторам, электродвигателям, электрическим аппаратам, жестким и гибким проводникам, силовым кабелям. Даются рекомендации по составу учитываемых факторов, расчетным схемам, расчетным видам КЗ для гибких и жестких проводников, электрических аппаратов, генераторов, трансформаторов и автотрансформаторов, по расчетным точкам КЗ и расчетной продолжительности КЗ, по учету вероятностных характеристик КЗ. На основании этих рекомендаций уточняются или создаются новые методы выбора и проверки электрооборудования по условиям режима КЗ.

Очевидно, что чем выше уровни токов КЗ, чем выше требования к коммутационной способности, термической и электродинамической стойкости электрооборудования, тем выше стоимость электроустановок. Увеличение расчетного уровня тока КЗ вдвое ведет, по оценкам, к увеличению стоимости электроустановки в 1,5–1,8 раза. Так, например, определено, что индексы цен воздушных выключателей с номинальными токами отключения в 25; 31,5; 40; 50; 63; 100 кА соотносятся как 1:1; 2:1; 5:1; 8:2; 2:3; 3.

Общепризнанно, что ограничение токов КЗ в распределительных сетях 6–10 кВ приводит к улучшению технико-экономических характеристик электроустановок за счет возможности применения кабелей и шин

меньшего сечения и установки электрооборудования с меньшими токами отключения и меньшей электродинамической стойкостью. Применение реакторов в сетях 35–500 кВ дает меньший экономический эффект. Использование методов деления сети дает значительный экономический эффект по электрооборудованию и в ряде случаев является единственным способом сохранить его в работе, но в то же время сказывается на надежности и устойчивости работы элементов энергосистем. Применение различных ТОУ требует значительных затрат и сопоставления затрат с эффектом токоограничения. Получены соответствующие оценки эффективности токоограничения различными способами.

Учитывая жесткую взаимосвязь уровней токов КЗ и технико-экономических характеристик электроустановок энергосистемы, в условиях отсутствия необходимых токоограничивающих устройств для ограничения уровней токов КЗ идут на широкое использование методов стационарного и автоматического деления сети. В таблице 4.1 представлено число точек стационарного и автоматического деления в сетях 35–750 кВ за период с 1972 по 1990 гг. Естественно, что наибольшее число точек деления сети имеется в сетях 35–220 кВ, где уровни токов КЗ по большому числу узлов достигли предельно допустимых для электрооборудования значений. Сети 330–750 кВ также начинают входить в эту зону и требуют применения электрооборудования с повышенной коммутационной способностью и электродинамической стойкостью.

Таблица 4.1

Число точек (шт.) стационарного (С) и автоматического (А) деления в сетях напряжением, кВ

Год	Класс напряжения													
	35		110		150		220		330		500		750	
	С	А	С	А	С	А	С	А	С	А	С	А	С	А
1972	539	46	336	127	20	8	52	32	8	15	-	1	-	-
1978	824	22	272	133	13	1	27	53	3	17	-	3	-	-
1983	655	66	422	216	28	6	29	57	2	14	-	4	-	-
1990*	605	57	239	144	37	12	42	47	7	17	-	6	-	6

*) Неполные данные.

4.3. Методика оптимизации уровней токов КЗ

Поскольку суммарное влияние уровней токов КЗ на работу энергосистем зависит от ряда противоречивых факторов, то разрабатываются методы оптимизации уровней токов КЗ. Методы базируются на известном, общепринятом в энергетике методе минимизации приведенных затрат с учетом значительного числа условий и ограничений.

Оптимизация уровней токов КЗ рассматривается в качестве важнейшего элемента в системе оптимизации структуры и параметров электрических станций и сетей.

Целевая функция

$$Z(I_k) = E_n K(I_k) + И(I_k) + У(I_k) \rightarrow \min.$$

Решение целевой функции находится при большем числе условий и ограничений следующего вида:

$$K \leq K_{\text{доп}} - \text{капиталовложения};$$

$$И \leq И_{\text{доп}} - \text{издержки};$$

$$L_{\text{пр}} \leq L_{\text{пр,доп}} - \text{расход проводников};$$

$$n_{\text{в}} \leq n_{\text{в,доп}} - \text{расход выключателей};$$

$$R \geq R_{\text{доп}} - \text{надежность узлов};$$

$I_{\text{к,доп}} \leq I_{\text{к,опт}} \leq I_{\text{к,доп}}$ – ограничение по минимальному и максимальному току;

$$C \leq C_{\text{доп}} - \text{себестоимость электроэнергии};$$

$$У \leq У_{\text{доп}} - \text{ущерб от ненадежности};$$

$$A \geq A_{\text{доп}} - \text{устойчивость узлов нагрузки}.$$

С учетом дискретности параметров оборудования ищется вид оптимальных решений. Такие решения получены применительно к газокompрессорным станциям, собственным нуждам электростанций, к системам электроснабжения промышленных предприятий и ряду других объектов.

Отметим, что часто используемое рядом исследователей сглаживание функциональной зависимости от тока КЗ стоимости выключателей, издержек, себестоимости электроэнергии и ущерба от ненадежности не всегда является корректным и требует более тщательного анализа.

Указанная методика, в частности, апробирована применительно к сетям 6–10 кВ. Расчеты показали, что принятый в ряде энергосистем наибольший уровень токов КЗ для этих сетей порядка 12 кА неоправданно занижен. Оптимальный уровень токов КЗ при существующих параметрах

электрооборудования и условиях функционирования узлов нагрузки лежит в диапазоне 16–18 кА. Расчеты по данной методике позволили предложить и внедрить схемы безреакторного присоединения крупных синхронных и асинхронных электродвигателей на подстанциях, при этом используются выявленные при испытаниях запасы электродинамической стойкости коммутационных аппаратов.

4.4. Методика прогнозирования уровней токов КЗ

В каждой конкретной сети имеется одна или несколько точек сети с наибольшим или близким к нему уровнем токов КЗ. Такими точками, как правило, являются шины мощных электростанций.

Прогнозирование максимального уровня тока КЗ можно вести по току КЗ наиболее крупного источника с добавкой доли тока КЗ от сети. Последнюю можно найти по известным соотношениям, имея схему выдачи мощности электростанции. В общем случае наибольший ток КЗ и его распределение по сети находятся по типовым кривым распределения токов КЗ для типовых структур.

При этом предварительно определяются плотность сети, плотность генерации мощности, особенности структуры сети применительно к данным конкретным условиям. Как правило, результаты решения этими способами бывают близки друг к другу, что позволяет достаточно надежно прогнозировать уровни токов КЗ на перспективу с учетом имеющихся и прогнозируемых узлов сетей.

Создана методика прогнозирования уровней токов КЗ, которая использует данные предыстории, интегральные параметры энергосистем и выявленные взаимосвязи между уровнями токов КЗ, структурой и параметрами энергосистем. Она позволяет получить наибольший уровень токов КЗ в сетях энергосистем и кривые распределения уровней токов КЗ по узлам этих сетей. Методика апробирована применительно к сетям одной из мощных энергосистем.

4.5. Концепция и методика координации уровней токов КЗ

Впервые в отечественной и зарубежной практике разработаны концепция и методика координации уровней токов КЗ в энергосистемах. Концепция раскрывает комплексный характер проблемы. Она исходит из того, что

– параметры электрооборудования должны быть согласованы с требованиями энергосистем в части расчетных уровней токов КЗ. При этом динамика роста параметров поставляемого и разрабатываемого электрооборудования должна опережать динамику роста уровней токов;

– должна быть внедрена система сбора и обработки данных об уровнях токов КЗ в энергосистеме, позволяющая формировать и своевременно корректировать требования энергосистем к параметрам электрооборудования;

– должна быть разработана и освоена производством серия токоограничивающих устройств для нужд энергосистем;

– для сетей различного напряжения на основании оптимизационных расчетов должен устанавливаться допустимый наибольший уровень токов КЗ, учитывающий как режимы работы энергосистем и их элементов, так и параметры электрооборудования, их технико-экономические характеристики;

– допустимый уровень токов КЗ формируется как внутренними условиями работы энергосистем, так и внешними факторами, среди которых - достигнутые параметры электрооборудования, их технико-экономические характеристики, наличие токоограничивающих устройств, возможный объем поставок электрооборудования;

– уровень токов КЗ – один из важнейших интегральных параметров энергосистем, влияющий на надежность их работы, устойчивость, технико-экономические характеристики, методы расчета и выбора электрооборудования. Поэтому он требует своевременного прогнозирования, оптимизации при конкретных условиях энергосистем и постоянной координации в динамике с параметрами электрооборудования;

– координацию уровней токов КЗ целесообразно вести по единой для электроэнергетики и электротехники методике;

– энергосистемы должны самостоятельно выбирать целесообразный способ координации уровней токов КЗ с учетом местных условий.

Указанная методика содержит алгоритм мероприятий по координации уровней токов КЗ на стадиях планирования, проектирования и эксплуатации энергосистем, реализация ее требует усилий как энергетических, так и электротехнических организаций. Методика разработана применительно к трем этапам:

1. Координация при прогнозировании и планировании.

На данном этапе имеется ограниченный объем исходных данных. Используются ориентировочные данные Минтопэнерго и РАО «ЕЭС России», институтов «Энергосетьпроект», ЭНИН. Ясно, что этот этап дает только прикидочные решения.

2. Координация на стадии проектирования.

Здесь также не все исходные технические и технико-экономические параметры известны, неясен объём возможных поставок оборудования с необходимыми параметрами. На данном этапе за основу берутся технические задания и технические условия на оборудование, оценка их стоимости и планируемого объёма поставок, возможные ущербы при недопоставке оборудования. Данный период растягивается на 5–10 лет. В указанный промежуток времени обычно удается согласовать основные технические решения, включая поставку освоенного оборудования и новой техники.

3. Координация в условиях эксплуатации.

Здесь имеются достаточно надежные данные Минтопэнерго, РАО «ЕЭС России», эксплуатирующих организаций и задача состоит в нахождении оптимальной стратегии координации уровней токов КЗ с учетом имеющихся ограничений.

Как видно, наиболее сложными являются 1 и 2 этапы и им следует уделять наиболее серьезное внимание.

Контрольные вопросы и задания

1. Какие достоинства имеют натурные экспериментальные исследования режимов КЗ?
2. Какие расчетные условия следует учитывать при расчете токов КЗ?
3. Каким образом можно оценить эффективность токоограничения различными способами?
4. Какие методы оптимизации уровней токов КЗ используются в электроэнергетике?
5. Каким способом осуществляется прогнозирование максимального уровня тока КЗ в сети?
6. В чем состоит концепция координации уровней токов КЗ?
7. Применительно к каким этапам разработана методика координации уровней токов КЗ?
8. Какова особенность координации уровней токов КЗ при прогнозировании и планировании?
9. В чем заключается координация токов КЗ при проектировании и эксплуатации?

СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Основной

1. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие / И.П. Крючков, Б.Н. Неклепаев, В.А. Старшинов и др.; под ред. И.П. Крючков и В.А. Старшинов. – М.: Издательский центр «Академия», 2005.
2. Система повышения надежности и живучести ЕЭС России / под редакцией А.Ф. Дьякова. – М.: Издательство МЭИ, 1996.
3. Жуков, В.В. Электрическая часть электростанций с газотурбинными и парогазовыми установками: учеб. пособие / В.В. Жуков. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015.

Дополнительный

1. Жуков, В.В. Короткие замыкания в электроустановках напряжением до 1 кВ / В.В. Жуков.– М.: Издательство МЭИ, 2004.
2. Концепция технического перевооружения энергетического хозяйства г. Москвы и Московской области. – М.: Издательство РАН, 2005.
3. Концепция технической политики РАО «ЕЭС России»// Электрические станции. – 2005. – № 10.
4. Жуков, В.В. Бизнес-планирование в электроэнергетике: учеб. пособие / В.В. Жуков. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011.

Учебное электронное издание

Жуков Василий Владимирович
Смотров Николай Николаевич
Антонов Андрей Анатольевич
Ремизов Андрей Валерьевич

*Редактор Т.А. Феоктистова
Компьютерная верстка О.А. Копыловой*

При разработке учебного электронного издания были использованы:
пакет программ Microsoft Office, Adobe Acrobat.

Дата подписания – 07.07.2025

Объём издания – 2,45 Мбайт

Тираж – 10 электронных оптических дисков DVD-R

Издательство МЭИ
111250, Москва, Красноказарменная, д. 14, стр.1
izdatmpei@gmail.com