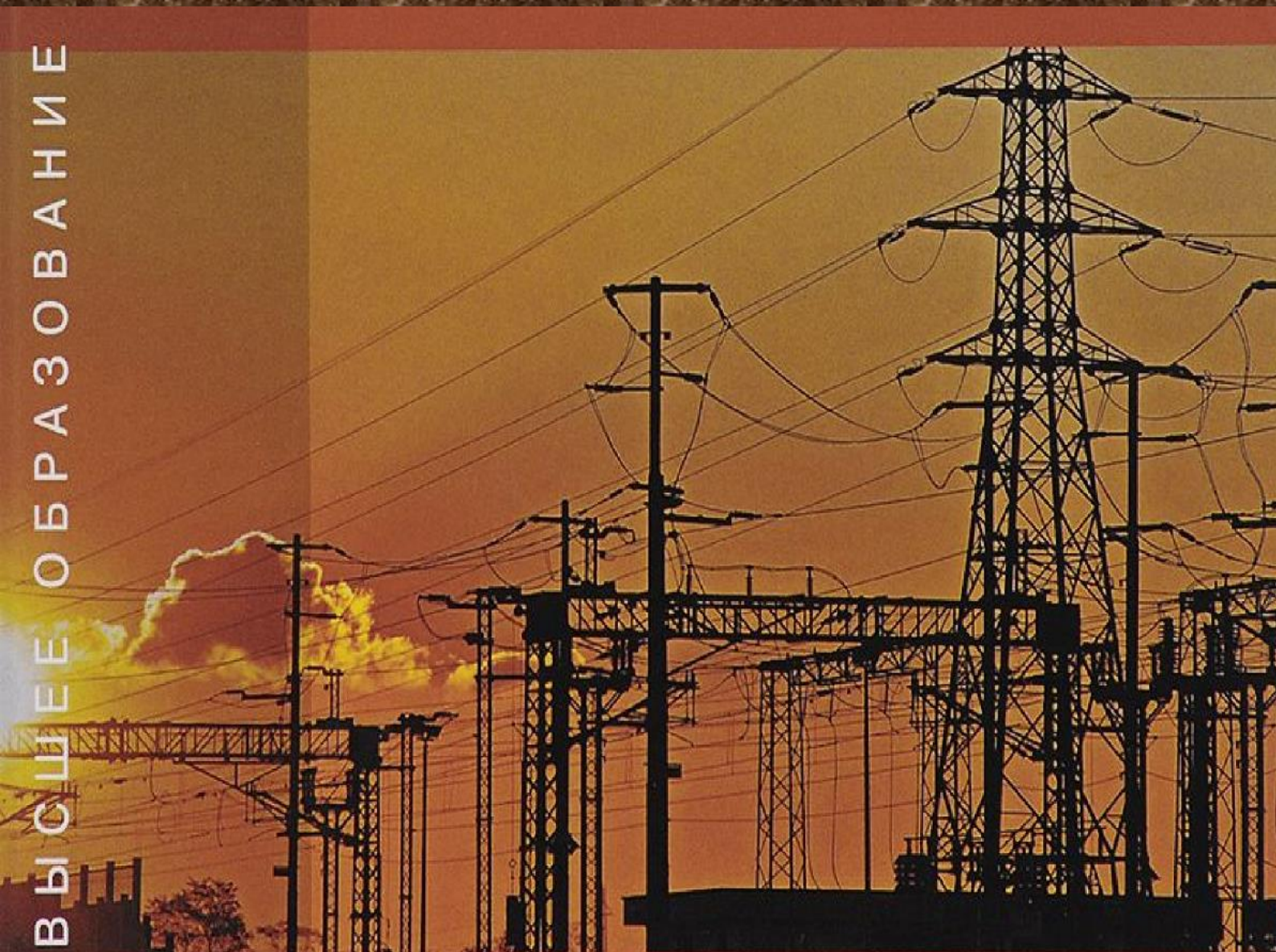


М.А.МЕЛЬНИКОВ

ВНУТРИЗАВОДСКОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

ВЫСШЕЕ ОБРАЗОВАНИЕ



УДК 621.314.075

М48

Мельников М.А.

М48 **Внутризаводское электроснабжение:** Учеб. пособие. – Томск:
Изд-во ТПУ, 2004. – 180 с.

В учебном пособии кратко изложен комплекс вопросов по проектированию и эксплуатации элементов систем электроснабжения на напряжение выше 1 кВ, а именно: питающих линий, главных понизительных подстанций, внутризаводских распределительных сетей, пуск и самозапуск трехфазных двигателей. Для углубленного изучения теоретического материала по большинству разделов пособия решаются инженерно-практические задачи. Предназначено для студентов электротехнических и электромеханических специальностей электротехнического института ТПУ.

УДК 621.314.075

Рекомендовано к печати Редакционно-издательским Советом
Томского политехнического университета

Рецензенты

Профессор, доктор технических наук Томского университета систем
управления и радиоэлектроники

Г.А. Воробьев

Технический директор ЗАО «Томский электроламповый завод»

А.И. Прудников

© Томский политехнический университет, 2004

© Оформление. Издательство ТПУ, 2004

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящее учебное пособие и опубликованное «Внутрицеховое электроснабжение» [16] по содержанию соответствуют программе дисциплины «Электроснабжение промышленных предприятий (установок)» для студентов электротехнических и электромеханических специальностей ЭЛТИ Томского политехнического университета. При этом автором учитывалось занимаемое в учебном плане указанных специальностей место этой дисциплины в ряду других электротехнических дисциплин, надеясь на знание студентом ранее изученных дисциплин.

Работа ориентирована на изучение теоретического материала дисциплины с практическим его использованием при проектировании системы внутризаводского электроснабжения.

Учитывая ограниченность объема учебного пособия, часть теоретического материала изложена конспективно с указанием литературных источников для более углубленного его изучения. По мнению автора, несмотря на краткость изложения теоретического материала, его объема и содержания, с учетом учебного пособия [16], достаточно, чтобы студент спроектировал систему внутризаводского электроснабжения, в том числе и питающую ЛЭП, и внутрицехового электроснабжения от малого по мощности до крупного предприятия (с нагрузкой до 100 МВт и несколько большей). С этой целью в Приложениях к пособиям приведены справочные материалы и примеры расчетов.

В пособии используются определения и термины в соответствии с ГОСТ 1943–84 и ПУЭ [24], классификация системы электроснабжения по уровням (ступеням) [12], основные требования к системам электроснабжения и другие общие положения, подробно изложенные в [16], поэтому здесь повторно не трактуются, но ссылки на них делаются.

1. ПОДСТАНЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ. СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ

Систему электроснабжения промышленных предприятий (ЭСПП) – определение и требования к ней изложены в [16] – можно условно разделить на три подсистемы, а именно:

- **внешнее электроснабжение** – это электрические сети (питающие линии), соединяющие подстанции энергосистемы с приемными подстанциями предприятия (ГПП, УРП, ПГВ, ЦРП);

- **внутризаводское (внутреннее) электроснабжение** – это приемная подстанция предприятия, собственная ТЭЦ и комплекс электрических сетей (распределительные сети), расположенных на территории предприятия и осуществляющих распределение и передачу электроэнергии к пунктам питания (РП, ТП) на низшем напряжении приемных подстанций предприятия – 6, 10(35) кВ;

- **внутрицеховое электроснабжение** – это комплекс внутрицеховых подстанций, распределительных сетей и пунктов питания (ШР, ПР) напряжением до 1 кВ. Последняя подсистема подробно рассмотрена в [16].

При электроснабжении энергоемких предприятий применяются линии и подстанции так называемого глубокого ввода (ПГВ).

1.1. Классификация подстанций промышленных предприятий

По назначению

1. Главные понизительные подстанции (ГПП); подстанции глубокого ввода (ПГВ), узловые распределительные подстанции (УРП) с высшим напряжением питания (35–330 кВ) и понижением его до напряжения внутризаводской распределительной сети – 6, 10, 35 кВ.

2. Центральные распределительные подстанции (пункты) для приема электроэнергии как от энергосистемы, так и от ГПП, и распределение ее по территории предприятия на том же напряжении без трансформации.

3. Распределительные пункты РП для приема электроэнергии как от энергосистемы или электростанции предприятия (ее распределительного устройства), так и от ГПП, ЦРП, и распределение ее по территории предприятия на напряжении 6–10 кВ без трансформации.

4. Цеховые подстанции или трансформаторные подстанции (ТП) для приема электроэнергии в системе электроснабжения предприятия на напряжении 6–10 кВ с последующей его трансформацией в напряжения

0,4–0,66 кВ для распределения в цехе на этом напряжении.

5. Электропечные подстанции (ЭПП) для приема электроэнергии на напряжение 6–35 кВ и трансформации его на напряжение, требуемое технологическим процессом, чаще специальные электропечные трансформаторы.

6. Преобразовательные подстанции (ПП) для приема электроэнергии на напряжение 6–35 кВ и преобразования электроэнергии переменного тока в электроэнергию постоянного тока на напряжении, требуемом условиями технологического процесса.

По конструктивному выполнению

1. Открытые подстанции с оборудованием для наружной установки.

2. Закрытые подстанции, располагающиеся в зданиях разных конструкций: а) комплектные распределительные устройства (КРУ) и комплектные трансформаторные подстанции (КТП), изготавливаемые на заводах, транспортируемые в собранном виде;

б) подстанции сборного типа, изготавливаемые на заводах или цехах и собираемые в помещении подстанции;

в) подстанции стационарного типа, исполняемые в кирпиче или железобетоне, с монтажом оборудования на месте установки.

3. Столбовые подстанции с установкой трансформаторов на специальных деревянных или железобетонных столбовых опорах.

По расположению на территории предприятия

1. Внутрицеховые (встроенные) подстанции с установкой оборудования непосредственно в цехе (цеховые ТП).

2. Пристроенные к зданию цеха как закрытого, так и открытого конструктивного исполнения.

3. Отдельно стоящие подстанции.

1.2. Схемы и конструктивное исполнение главных понижительных подстанций

Конструкции ГПП напряжением 220–110–35/10–6 кВ выполняются по двум схемам: 1 – с выключателями (рис. 1.1 и 1.2, б), 2 – по упрощенной схеме с применением короткозамыкателей и отделителей (рис. 1.2, а и 1.3).

Схема ГПП с выключателями

Схемы ГПП по рис. 1.1 и 1.2, б применяются при питании подстанций по транзитным линиям 110–220 кВ или по линиям с двухсторонним питанием [12]. Как вариант может быть применена схема со второй (показана пунктиром) перемычкой со стороны линий, выпол-

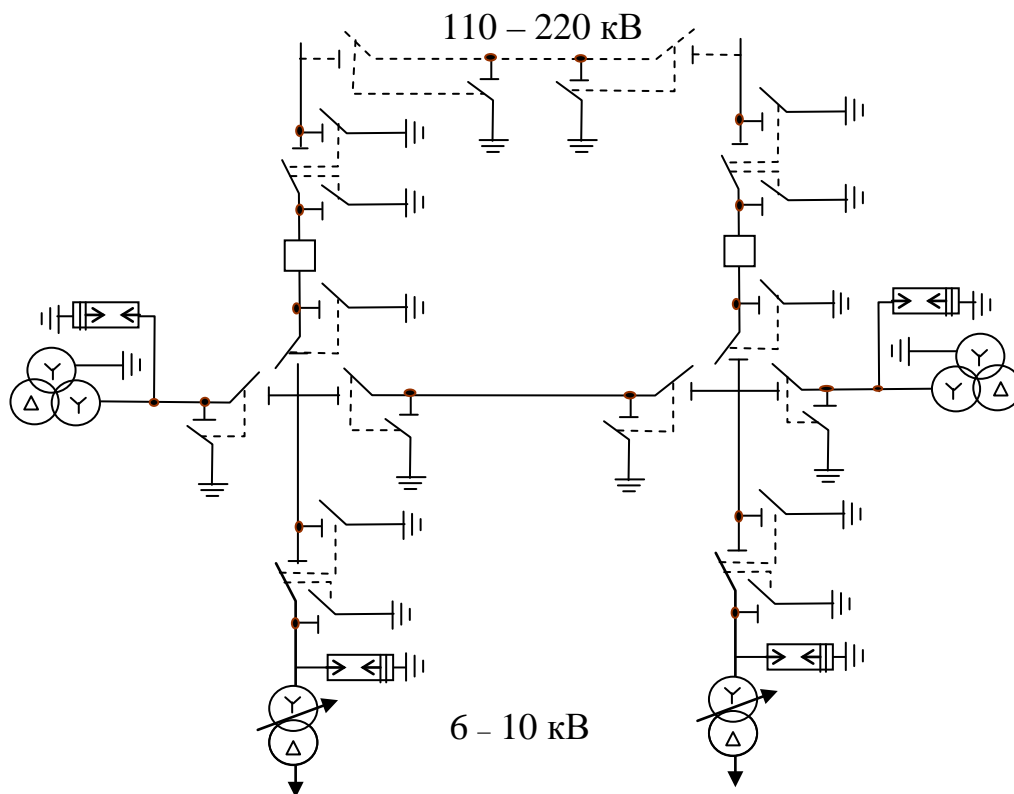


Рис. 1 1. Схема подстанции с перемычками (мостиками) между питающими линиями и выключателями

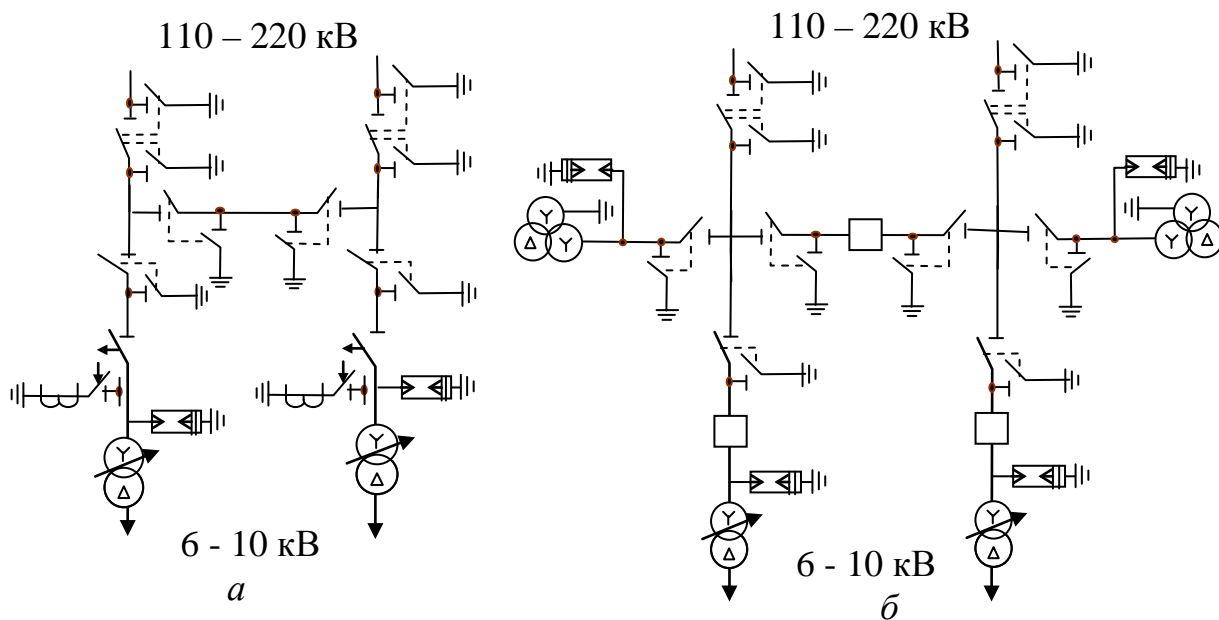


Рис. 1 2. Схема подстанции с перемычками (мостиками) между питающими линиями:

a — с короткозамыкателями и отделителями; *б* — с выключателями

ненных разъединителями. Этот вариант схема допускает, не прерывая транзита электроэнергии в период ремонта одного из выключателей 110–220 кВ.

Схемы с выключателями в электроснабжении промышленных предприятий по капитальным затратам более дорогие в сравнении со схемами с отделителями и короткозамыкателями, поэтому они требуют обоснования применения выключателей.

Обоснованиями служат [12]:

- условия самозапуска электродвигателей. Так как время действия автоматики в схеме с отделителями больше, чем при выключателях, то перерыв в электроснабжении может оказаться недопустимым для производств с непрерывным технологическим производством;
- усложнение релейной защиты и автоматики в схемах с отделителем при подпитке со стороны 6–10 кВ места короткого замыкания на линии 110–220 кВ или на ответвлении от нее;
- недостаточное качество отделителей и короткозамыкателей, что существенно для работы в загрязненных зонах и в районах Крайнего Севера;
- включение трансформаторов в расщелку транзитных линий или линий с двухсторонним питанием;
- невозможность по техническим причинам применения короткозамыкателей и большая стоимость устройств и кабелей, использующих для передачи отключающего импульса, соизмеримая со схемой с выключателями.

При отсутствии перечисленных условий, определяющих применение выключателей, рекомендуется простейшая блочная схема с переключками или без них (рис. 1.4). Требования со стороны эксплуатации к повышению надежности и оперативности управления системой ЭСПП на 6УР, 5УР (рис. 2.1) привели к более частому применению блочных схем, представленных на рис. 1.1 и 1.3, б, т. е. к отказу от установки короткозамыкателей и переходу к установке выключателей.

Упрощенные схемы ГПП с применением отделителей и короткозамыкателей

Большинство подстанций промышленных предприятий выполняются без сборных шин на стороне первичного напряжения по блочному принципу. На рис. 1.3 приведены схемы блочных ГПП, выполненные без переключки (мостика) между питающими линиями (35) 110–220 кВ [12]. На схемах показаны двухобмоточные трансформаторы. Могут применяться трансформаторы с расщепленными обмотками и трехобмоточные. При напряжении 110 кВ в нейтрали трансформаторов устанавливается заземляющий разъединитель-разрядник, при 220 кВ ней-

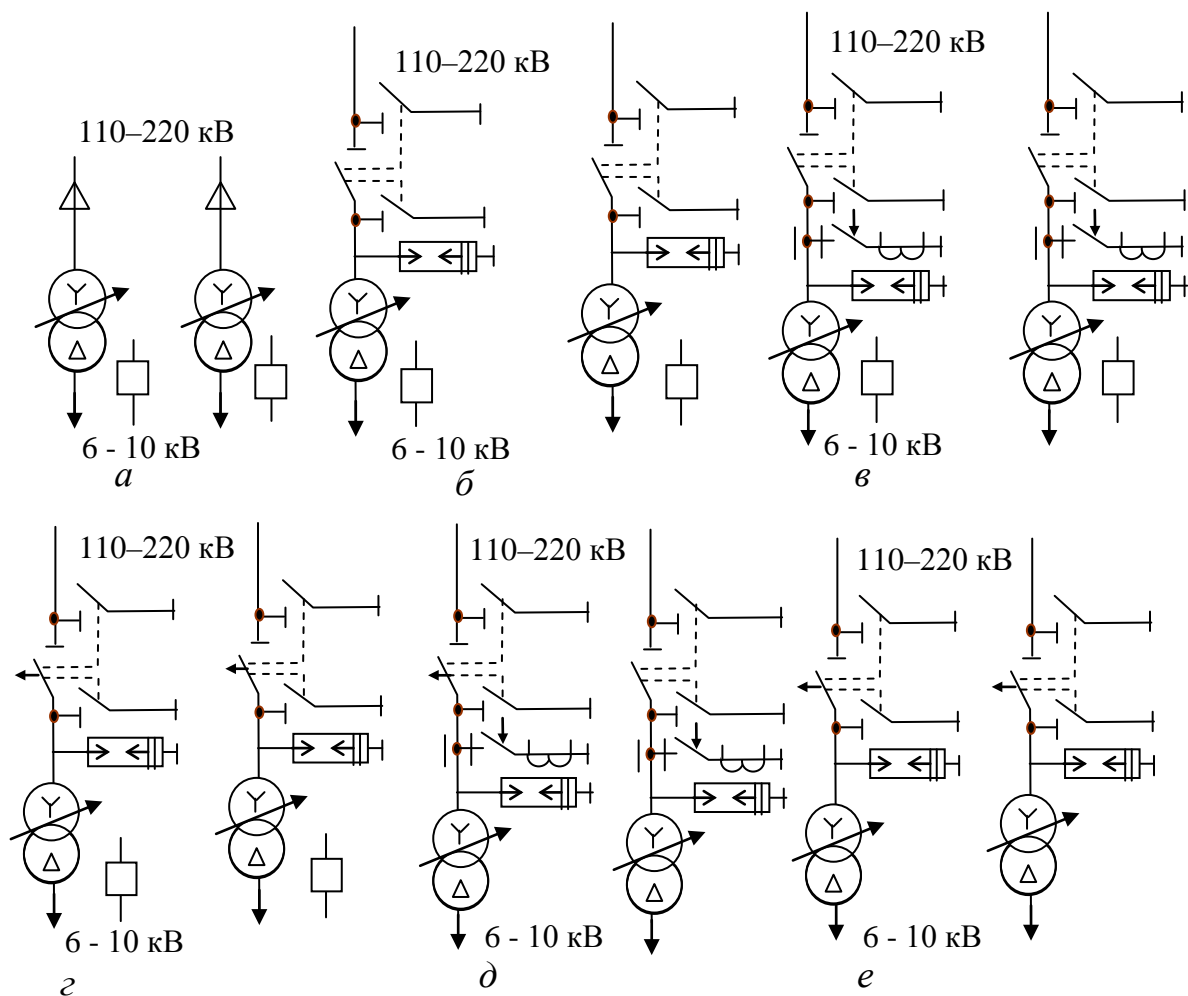


Рис. 1.3. Безмостиковые схемы блочных ГПП

трали заземляется наглухо. В качестве заземляющего разъединителя используется аппарат типа 30Н–110. Для защиты нейтрали трансформатора при отключенном заземляющем разъединителе ее заземляют через разрядник, рабочее напряжение которого равно половине рабочего напряжения ввода. Для 110 кВ используется колонка из разрядника РВС-35 и РВС-20, соединенных последовательно фланцами. На рис. 1.4 приведена упрощенная схема ГПП с отделителями и короткозамыкателями 110/6–10 кВ с трансформаторами 2х25 МВА или 2х40 МВА. Питание трансформаторов ГПП выполняется по блочной схеме ВЛ – трансформатор или с устройством перемычки-мостика (показано пунктиром), включенного между отделителем и трансформатором, что позволяет двум трансформаторам работать от одной ВЛ. Трансформаторы с расщепленными обмотками 6–10 кВ питают четыре секции шин, попарно связанные секционными выключателями. Последние нормаль-

но разомкнуты и снабжены схемой АВР для взаимного резервирования трансформаторов. Схема предусматривает распределение электроэнергии радиальными кабельными линиями. При применении магистральной схемы распределения электроэнергии токопроводами секционирования РУ6–10кВ не применяют и токопровод, защищаемый выходным выключателем трансформатора, отходит непосредственно от шин.

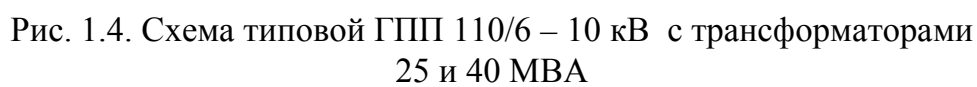
Схема (рис. 1.3, *а*) – простейшая при радиальном питании и получила распространение при закрытом вводе кабельной линии в трансформатор и целесообразна при загрязненной окружающей среде, при необходимости размещения ПГВ на плотно застроенном участке. При повреждении в трансформаторе (рис. 1.3, *а*) отключающий импульс защиты трансформатора передается на отключение выключателя на питающей подстанции.

В схеме (рис. 1.3, *б*) на спуске проводов воздушной линии к трансформатору устанавливается разъединитель, создающий ремонтный разъем.

На рис. 1.3, *в* приведена схема с воздушными линиями с установкой короткозамыкателей и ремонтных разъединителей. Головной выключатель защищает линию и трансформатор.

При магистральном питании для отпаячных ГПП используется схема, представленная на рис. 1.3, *г*. Отделителем осуществляются оперативные отключения трансформатора.

Для питания от одной воздушной линии нескольких подстанций, так называемыми отпайками, используется схема (рис. 1.3, *д, е*). Она может быть применена и при радиальном питании, когда есть вероятность присоединения к этой линии других подстанций. Последовательность действия в схеме с отделителем и короткозамыкателем: замыкается короткозамыкатель поврежденного трансформатора и отключается выключатель на головном участке питающей магистрали, снабженный устройством АПВ. С помощью вспомогательных контактов короткозамыкателя замыкается цепь привода отделителя поврежденного трансформатора, который должен отключиться при обесточенной питающей линии, т. е. позже отключения головного выключателя и ранее его АПВ – во время так называемой бестоковой паузы. Если собственное время отключения отделителя меньше или равно времени действия защиты выключателя головного участка линии, то в схему отключения отделителя необходимо ввести выдержку времени, так как отделитель не способен отключить ток нагрузки и ток повреждения. Для фиксации отключения головного выключателя питающей линии в схемах с применением отделителей в цепи короткозамыкателя предусматривается



трансформатор тока. После отключения отделителем поврежденного трансформатора АПВ головного участка линии, имеющее необходимую выдержку времени, вновь автоматически включает линию и тем самым восстанавливает питание неповрежденного трансформатора на данной подстанции и на всех других отпаечных подстанциях, подключенных к данной линии.

На схеме (рис. 1.2, б) приведен вариант с силовыми выключателями, который может быть применен как для отпаечных подстанций, питаемых по магистральным линиям, так и для тупиковых подстанций, питаемых по радиальным линиям. Эта схема может оказаться целесообразной для подстанций, расположенных близко к источнику питания (применение короткозамыкателей в этих случаях приводит к значительным падениям напряжения на шинах ИП).

Схемы с перемычками между питающими линиями следует применять лишь при обоснованной необходимости устройства перемычек. В загрязненных зонах их следует избегать, так как наличие дополнительных элементов, подвергающихся загрязнению, увеличивает вероятность аварий на подстанции.

Достаточно распространена схема с отделителями и короткозамыкателями на линиях и с неавтоматизированной перемычкой из двух разъединителей, установленной со стороны питающих линий (рис. 1.2, а). Эта перемычка позволяет присоединить оба трансформатора к одной линии (при таком режиме при повреждении одного трансформатора отключаются оба); сохранить в работе трансформатор при повреждении питающей его линии, переключив его на вторую линию (перекрестное питание); обеспечить питание подстанции на время ревизии или ремонта трансформатора. В схеме может быть применен отключающий импульс вместо короткозамыкателя.

На рис. 1.5 приведен разрез типовой ГПП 2х40 МВА (без мостика на стороне 110 кВ). Закрытое РУ с камерами КРУ показано в отдельном стоящем помещении, но оно может быть встроено в здание цеха.

При неблагоприятных условиях окружающей среды РУ 110 и 220 кВ крупных узловых распределительных подстанций (УРП) с выключателями или промышленных ТЭЦ выполняются закрытыми, если их нецелесообразно выносить за пределы загрязненной зоны, где можно применить открытое РУ 110–220 кВ. При вынесенных УРП питание ГПП глубокого ввода (1.3) выполняется кабелями 110 кВ с глухим присоединением к трансформатору, как показано на рис. 1.6.

Схема (рис. 1.2, б) может быть применена для тупиковых подстанций с автоматикой в перемычке, если применение короткозамыкателя не представляется возможным по техническим причинам, а стои-

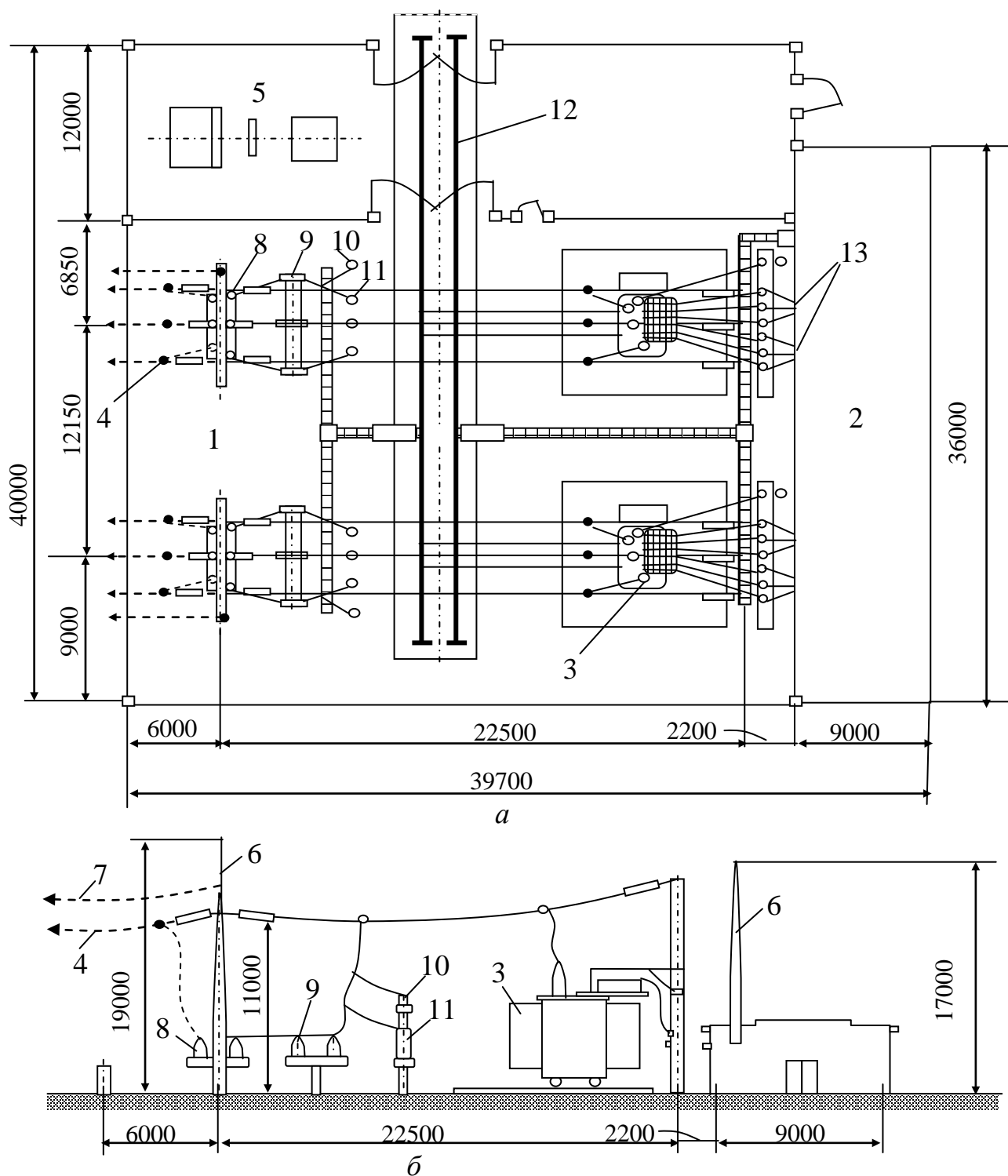


Рис. 1.5. План и разрез типовой ГПП 110/6 – 10 кВ с двумя трансформаторами мощности 40 МВ А:

a – план; *б* – разрез; 1 – ОРУ 110 кВ; 2 – ЭРУ 6–10 кВ; 3 – трансформатор; 4 – ВЛ 110 кВ; 5 – ремонтная площадка; 6 – молниеотвод; 7 – защитный трос; 8 – разъединитель; 9 – отделитель; 10 – короткозамыкатель; 11 – разрядник; 12 – железнодорожный путь; 13 – выводы от расщепленных обмоток трансформатора

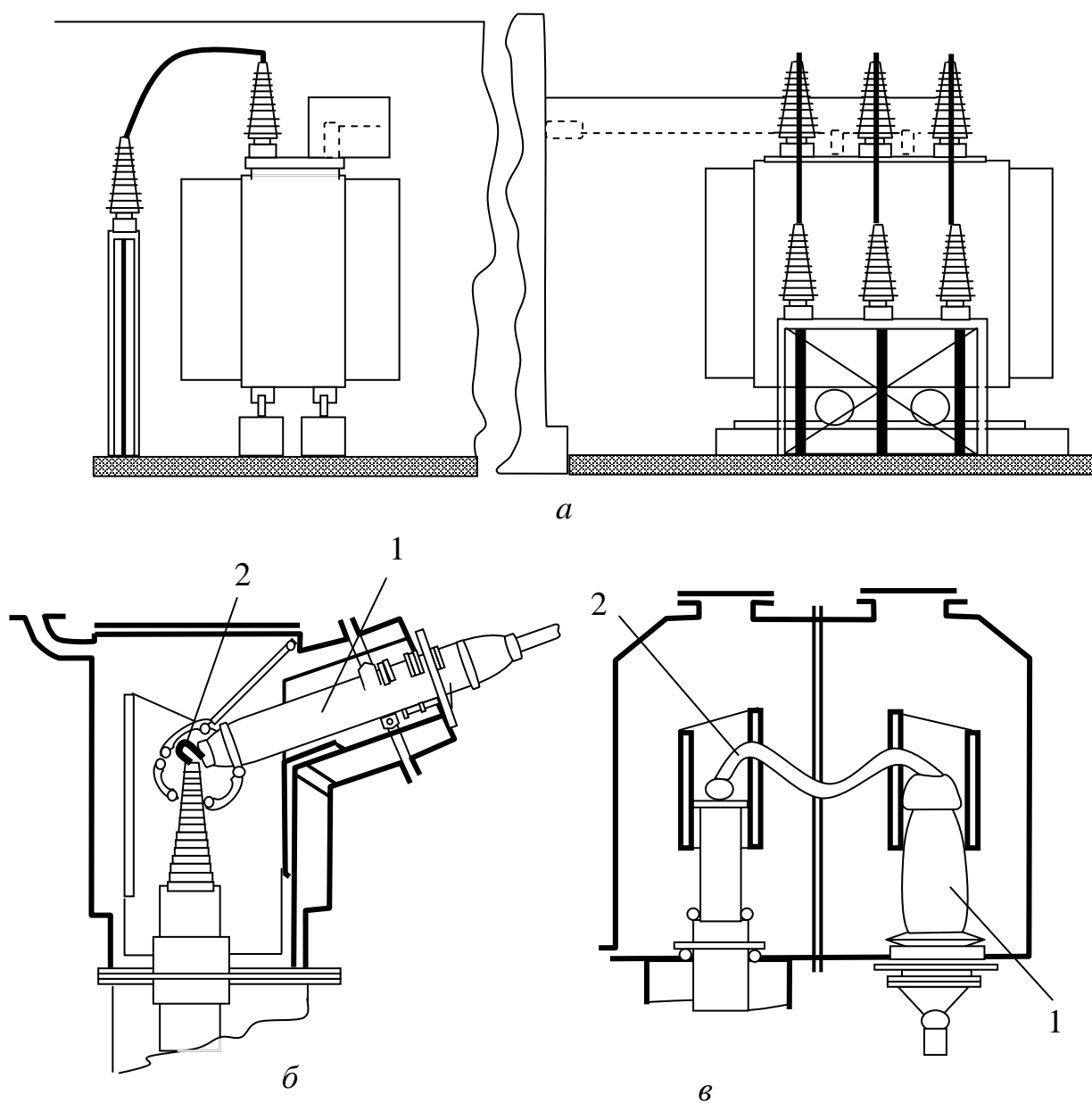


Рис. 1.6. Присоединение кабелей 110 кВ к трансформаторам ГПП:
 а – кабельный ввод при обычном трансформаторе с усиленными вводами;
 б и в – при специальных кабельных вводах;
 1 – кабельный ввод; 2 – соединение кабеля с вводами в трансформатор

мость оборудования для передачи отключающего импульса соизмерима со стоимостью выключателя или же передача отключающего импульса неприемлема по другим причинам.

Эта схема может быть применена также при включении трансформаторов в рассечку транзитных линий или линий с двухсторонним питанием при сравнительно малых расстояниях между отпайками или между головным выключателем питающей подстанции и отпайкой. При этом повреждение трансформатора не нарушает питания всех других подстанций, связанных с этими линиями.

В упрощенных схемах ГПП с применением отделителей и короткозамыкателей мощность трансформаторов должна находиться в пределах коммутационной способности разъединителей и отделителей по отключению тока холостого хода.

Короткозамыкатели нельзя ставить в зоне действия дифференциальной защиты трансформатора, потому что тогда каждое включение короткозамыкателя от действия газовой защиты или по другой причине вызывает срабатывание дифференциальной защиты. Это дезориентирует обслуживающий персонал, так как он не сразу может выяснить причину отключения трансформатора и тем самым затягивается время ликвидации аварии.

1.3. Глубокие вводы

Под глубоким вводом понимается система электроснабжения с максимально возможным приближением высшего напряжения (35–220 кВ) к электроустановкам потребителей при минимальном числе ступеней промежуточной трансформации.

Предприятия средней мощности питаются линиями глубоких вводов (35, 110 или 220 кВ) непосредственно от сетей энергосистемы. На более крупных предприятиях линии глубоких вводов (35, 110 или 220 кВ) обычно заводятся на предприятие от УРП или ГПП.

Линии глубоких вводов проходят по территории предприятия в виде радиальных кабельных или воздушных ЛЭП, или магистралей с ответвлениями к наиболее крупным пунктам потребления электроэнергии. Прием электроэнергии предприятием децентрализуется, так как он производится не одной мощной ГПП, а несколькими ПГВ (35, 110 или 220 кВ) меньшей мощности, расположенными вблизи питаемых ими цехов. Происходит разукрупнение ГПП. Внешняя питающая линия выполняет функции распределительной сети, но более высокого напряжения (35, 110 или 220 кВ), что приводит к снижению потерь электроэнергии и уменьшению затрат на проводниковый материал. Степень разукрупнения ГПП согласовывается с местными условиями и должна обосновываться технико-экономическими расчетами.

Разукрупнение ГПП позволяет в некоторых случаях использовать

однотрансформаторные ПГВ при возможности резервирования питания потребителей I категории по связям вторичного напряжения с другими ПГВ или с ТЭЦ, а также при наличии централизованного резерва по трансформаторам.

Число ПГВ 35–220 кВ принимается в зависимости от плотности нагрузки и ее размещения. Например, на горно-обогатительных комбинатах, в карьерах открытой добычи угля и других полезных ископаемых число ПГВ достигает 10–12. На предприятиях с более концентрированными нагрузками, там, где имеются крупные электропечи, мощные электродвигатели, электролизные ванны и т.п., мощность ПГВ более значительна и их число меньше (до трех-четырех).

ПГВ выполняются, как правило, по простым схемам – без выключателей и сборных шин на стороне первичного напряжения. Подстанции размещают в непосредственной близости от питаемых ими корпусов и цехов, а их распределительные устройства 6–10 кВ встраивают в эти корпуса или цехи.

Посредством глубоких вводов можно отказаться от сооружения промежуточных РП, необходимых при крупной ГПП. Роль РП выполняют распределительные устройства 6–10 кВ вторичного напряжения ПГВ 110–220 кВ. Исключение из схемы электроснабжения РП позволяет повысить ее надежность, так как из схемы исключается одно звено коммутации и одно промежуточное сетевое звено.

Разукрупнение ГПП, достигаемое путем сооружения ПГВ, также повышает надежность электроснабжения, так как последствия аварии на одной ПГВ значительно меньше, чем на одной мощной ГПП (значительно уменьшается зона аварии). При этом уменьшаются рабочие токи и токи КЗ на вторичном напряжении ПГВ. На ПГВ, по сравнению с ГПП, упрощается коммутация, и в ряде случаев удастся обойтись без реактирования отходящих линий или установить групповые реакторы, чтобы исключить применение дорогих громоздких выключателей на вводах и секциях.

Разукрупнение ГПП позволяет сократить протяженность распределительных сетей вторичного напряжения (6–10 кВ), а следовательно, уменьшить протяженность дорогих кабельных линий. Кабельные линии 6–10 кВ используются только на относительно небольших участках около цехов и внутри их.

Глубокие вводы на предприятиях выполняются по двум схемам в виде: а) магистральных воздушных линий, питающих несколько разукрупненных ПГВ 110–220 кВ с применением отделителей и короткозамыкателей; б) радиальных кабельных или воздушных линий, питающих ПГВ по схеме блока «линия – трансформатор».

Магистральные глубокие вводы применяются на предприятиях с нормальной и малозагрязненной окружающей средой в тех случаях, когда по условиям генерального плана удастся провести воздушные линии по территории предприятия и разместить ПГВ вблизи основных групп потребителей.

В качестве примера на рис. 1.7 приведена магистральная схема электроснабжения крупного предприятия линиями глубоких вводов 110–220 кВ, питающимися от УРП. Подстанции ПГВ сооружаются по простейшим схемам без сборных шин и без выключателей на первичном напряжении (с применением отделителей и короткозамыкателей). От шин 6–10 кВ ПГВ питаются непосредственно цеховые подстанции без промежуточных РП.

Число ПГВ, питающихся ответвлениями от магистральных линий глубоких вводов, выбирается при конкретном проектировании с учетом многих факторов: степени загрязнения окружающей среды, требований надежности электроснабжения потребителей, наличия резервных связей на вторичном напряжении и др. Опыт проектирования и эксплуатации показал нецелесообразность присоединения к одной магистрали 110–220 кВ более четырех ПГВ при мощности трансформаторов до 16–25 МВА и более двух-трех подстанций с трансформаторами большей мощности.

Радиальные глубокие вводы преимущественно применяются при загрязненной окружающей среде. При стесненной территории или наличии зданий и сооружений с верхней промышленной разводкой, мешающих прокладке воздушных линий, линии глубоких вводов выполняются кабелями.

Выбор исполнения линий глубоких вводов осуществляется на основе технико-экономических расчетов. При этом учитываются следующие данные. Для прокладки воздушной линии 110–220 кВ на генеральном плане предприятия требуется коридор до 30 м, а для кабельной – около 5 м. Воздушные линии дешевле кабельных, но с учетом стоимости отчуждаемой площади предприятия их экономические показатели становятся соизмеримыми.

Воздушные линии 110–220 кВ энергоемких предприятий обычно выполняются двухцепными. Кабельные линии 110–220 кВ прокладываются в траншее (одна-две линии) или в туннеле (три линии и более). При туннельной прокладке совместно с кабелями 110–220 кВ укладываются другие кабели: контрольные, отключающего импульса, соб-

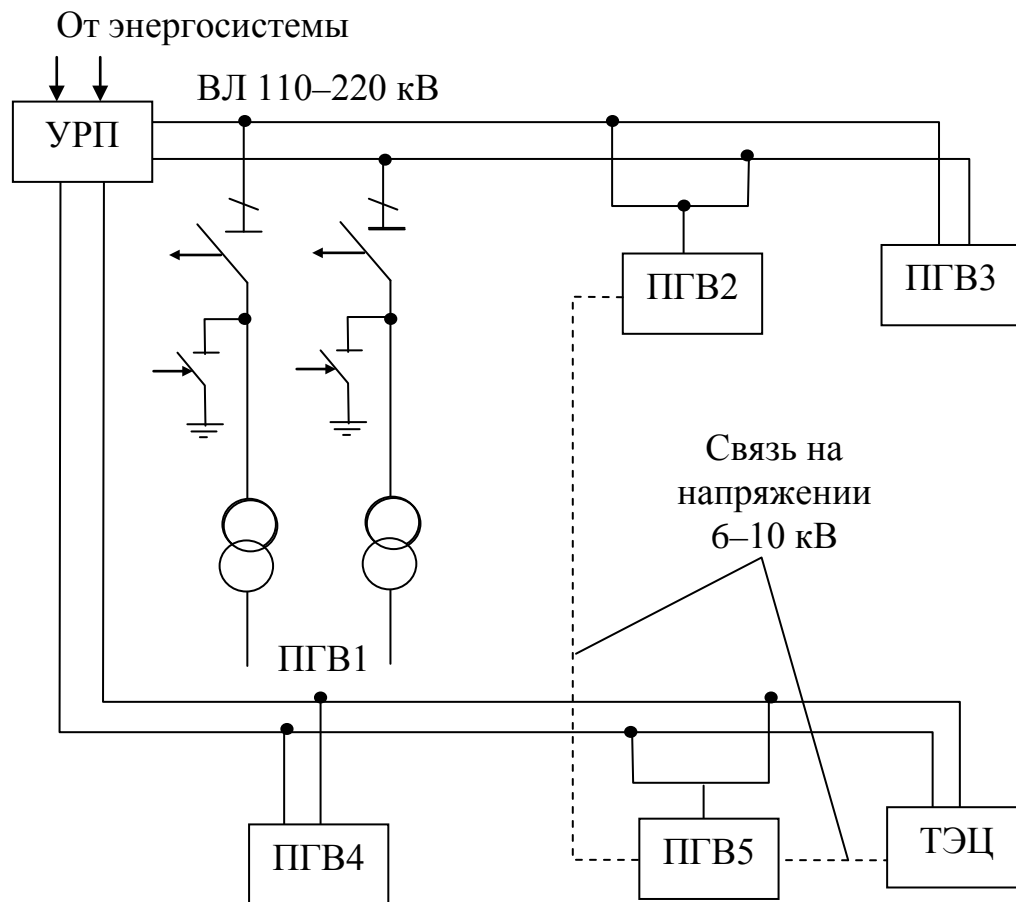


Рис. 1.7. Магистральная схема электроснабжения при системе глубоких вводов 110–220 кВ

ственных нужд туннеля (освещение, вентиляция, сигнализация и пожаротушение). Кабели 110–220 кВ в галереях прокладываются редко, в связи с необходимостью оборудования их системами пожаротушения и отопления (допустимый режим не ниже -5°C). Часто сама ПГВ 110–220 кВ сооружается закрытого типа, особенно для предприятий с загрязненной и агрессивной средами. На рис. 1.7 приведена схема электроснабжения крупного предприятия с применением радиальных глубоких вводов, поясняющая принцип разукрупнения приемных подстанций. На схеме указаны варианты ПГВ с короткозамыкателями и с применением отключающего импульса.

Магистральные схемы дешевле радиальных, но при их сравнении нужно учитывать следующее. Надежность электроснабжения по магистральной схеме несколько ниже радиальной, так как при повреждении на любом трансформаторе или на питающей его линии (ответвлении) кратковременно отключаются и все остальные трансформаторы, пита-

ющиеся от данной магистрали. В некоторых случаях это недопустимо, например, для ряда производств с непрерывным технологическим процессом, для которых кратковременное прекращение питания даже на время бестоковой паузы и действия АВР неприемлемо по требованиям технологии.

В целом, более простые и дешевые схемы с глубокими вводами, ([6] и рис. 1.7) по надежности не уступают традиционным схемам централизованного электроснабжения от ГПП.

Вопросы и задания для самопроверки

1. Дайте характеристики каждой из подсистем системы ЭСПП.
2. Где граница балансной принадлежности в системах ЭСПП?
3. Представьте классификацию подстанций промышленных предприятий по назначению, по конструктивному выполнению, по расположению на территории предприятия.
4. Укажите применяемые напряжения и обоснуйте выбор напряжения по величине установленной мощности предприятия.
5. В чем преимущества схем с отделителем и короткозамыкателем?
6. Перечислите обоснования к применению схем подстанций с выключателями.
7. Научитесь быстро и упрощенно изображать типовые схемы РУ подстанций предприятия.
8. Изобразите безмостиковые схемы блочных ГПП (ПГВ).
9. Назначение вентильного разрядника в нейтрали силового трансформатора 110 кВ?
10. Как учитывается мощность трансформатора в схемах с отделителем и короткозамыкателем?
11. В каких случаях РУ 110 и 220 кВ на УРП или собственных ТЭЦ выполняются закрытыми?
12. Преимущества подстанций глубокого ввода на промышленных предприятиях?
13. Каковы преимущества магистральных и радиальных схем глубокого ввода?

2. ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЙ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ И ВНУТРИЗАВОДСКОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Вопрос о выборе напряжения питающих линий и внутризаводской распределительной сети не может быть решен отдельно от решения всей схемы электроснабжения. Последняя должна удовлетворять следующим требованиям: удобству и безопасности в эксплуатации; требуемой надежности и качеству электроэнергии в нормальном и послеаварийном режиме; экономичности по капитальным вложениям, эксплуатационным расходам и потерям электроэнергии; повышающейся надежности при движении от внутрицеховых сетей к внутризаводским распределительным сетям и далее к промышленным приемным подстанциям и питающим линиям, т. е. «снизу–вверх» по уровням системы электроснабжения [12] (рис. 2.1), так как аварии на более высоких уровнях (ТЭЦ, ГПП) приводят к более тяжелым последствиям.

Для реализации этих требований при построении системы ЭСПП исходят из следующих принципов:

- источники питания более высокого напряжения максимально приближаются к потребителям электроэнергии, а прием ее рассредоточивается по нескольким пунктам на территории предприятия;
- выбор элементов схемы производится из условия их постоянной работы под нагрузкой, так как при этом режиме обеспечивается большая надежность электроснабжения и уменьшаются потери электроэнергии;
- предусматривается раздельная работа параллельных цепей схемы (ЛЭП, трансформаторов и т. п.), так как это ведет к снижению значений токов КЗ, упрощается коммутация, релейная защита элементов схемы и автомата.

С учетом вышесказанного предварительно намечаются схемы ЭСПП при разных сочетаниях напряжений отдельных ступеней и вопрос выбора напряжения решается комплексно путем технико-экономических сравнений вариантов. При этом напряжение каждой ступени системы ЭСПП выбирается с учетом напряжений смежных ступеней с целью получения наиболее экономичного варианта электроснабжения предприятия в целом. Техничко-экономические сравнения вариантов должны производиться в следующих случаях: если от источника питания (ИП) имеется возможность получения электроэнергии при двух и более напряжениях, если при проектировании предприятия с большой потребляемой мощностью имеется необходимость сооружения или значительного расширения существующих подстанций энергосистемы, электростанций и сетей или же сооружение собственной ТЭЦ,

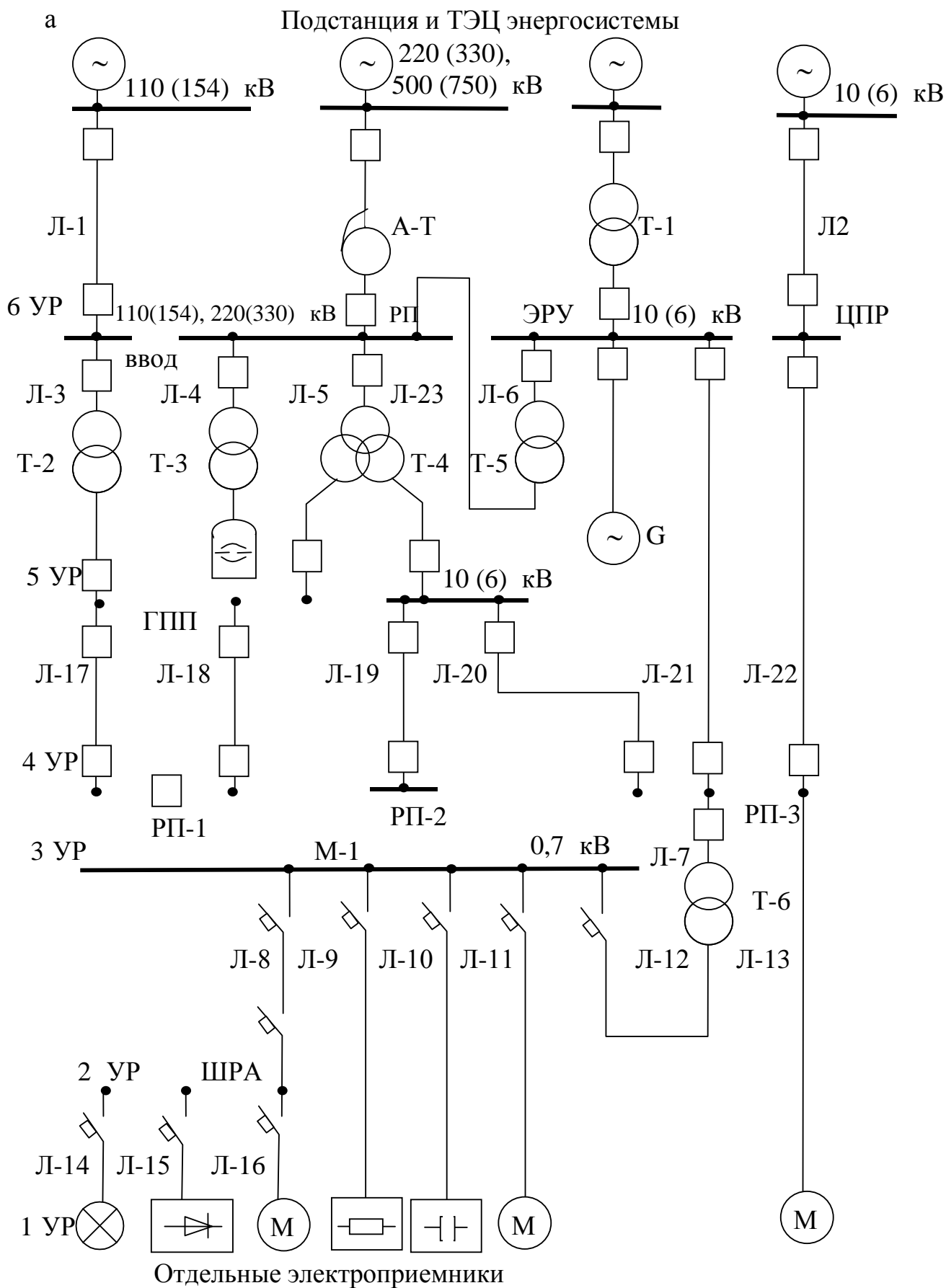


Рис. 2.1. Уровни системы электроснабжения

также если проектируются связи собственной ТЭЦ с сетями энергосистемы. Окончательно вопрос о выборе напряжения питающей линии решается совместно с энергетической системой (вопросы технико-экономических расчетов см. ниже).

Существует некоторая оценка принимаемых решений по электро-снабжению, зависящая от мощности предприятия. Поэтому условно предприятия подразделяются по установленной мощности P_y электроприемников 1 уровня (рис. 2.1) и по максимальной мощности P_{max} на границе раздела 5УР, 6УР [13]. По установленной мощности предлагается деление предприятий на крупные (с $P_y = 75-100$ МВт), средние (5–75 МВт), небольшие (мелкие – до 5 МВт). Более правильно подразделять предприятия по значению P_{max} , так как она является определяющей при выдаче технических условий, выборе электрооборудования и проводников.

2.1. Выбор напряжений питающих линий промышленных предприятий и схем присоединения

Средние и крупные предприятия, как правило, подключаются к сетям (подстанциям) энергосистемы. Основными параметрами, определяющими конструктивное выполнение элементов и построение сети, **для ЛЭП** являются номинальное напряжение, направление линий и протяженность, количество цепей, сечение провода; **для подстанций** – сочетание номинальных напряжений, количество и мощность трансформаторов, схема присоединения к питающим линиям и компенсация реактивной мощности.

Основным напряжением распределительных сетей энергосистем является 110 (150) кВ. Сети 220 (330) кВ предназначены для питания крупных узлов (110 кВ), для обеспечения межсистемных связей; электроснабжения энергоемких предприятий; производства алюминия, проката, электростали и др. путем сооружения подстанций глубокого ввода 220/110 кВ.

По [12] электроэнергетикой России в 1993 г. эксплуатировалось подстанций:

Высокое напряжение, кВ	Количество, шт.
750	7
500	90
330	50
220	2500
110	5500

Указанное количество подстанций обеспечивало электропотребление около 40 млн. потребителей, расплачивающихся по счетчикам.

Решение вопросов электроснабжения предприятия, связанных с присоединением к сетям 110 кВ и выше, должно учитывать общие технические принципы построения сети на далекую перспективу (20–25 лет). Долгосрочные исследования содержат большую неопределенность исходной информации, экстраполяционные методы прогноза становятся неприемлемыми. В большей степени возникает необходимость в профессионально-логическом анализе, оценивающем изменение технологии, уровни и размещение электрических нагрузок, изменение технико-экономических критериев. На предприятиях следует резервировать коридоры для прохождения воздушных или кабельных ЛЭП, места для сооружения подстанций и проезды для транспортировки трансформаторов.

При известной расчетной нагрузке $P_p = P_{\max}$ выбор ЛЭП производится по нормированной (экономической) плотности тока (табл. 1.2 Приложения):

$$J_{\text{эк}} = I_p / F, \quad (2.1)$$

где I_p – расчетный ток в часы максимума энергосистемы, А; F – экономически целесообразное сечение, мм². Годовое число часов использования максимума активной нагрузки, принимаемое при выборе F , меньше и составляет $0,7T_{\max}$, характеризующего P_{\max} каждой из подстанций 5УР и 4УР (рис. 2.1).

Таблица 1.2 составлена для плотности тока $J_{\text{эк}} = 1,1$ А/мм² для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов при числе часов использования максимума нагрузки в год 3000–5000 и $\cos \varphi = 0,9$. Предельная длина линий по табл. 1.1, определенная технико-экономическими расчетами при потере напряжения 10 %, составляет, например, 32 км при передаче мощности 10 МВт на напряжении 36,7 кВ; 75 км при 50 МВт на напряжении 115 кВ. В случае другого числа часов использования максимума, применения медного провода или кабеля вместо провода данные табл. 1.2 пересчитываются под другое нормированное значение $J_{\text{эк}}$, приводимое ПУЭ. При оценке перспективы следует ориентироваться на уменьшение нормированного значения плотности тока с 1,0–1,2 до 0,8 А/мм², что уменьшит потери. В табл. 1.2 Приложения 1 приведены значения $j_{\text{э}}$.

При решении вопросов электроснабжения крупного предприятия следует избегать сближения смежных напряжений. Это увеличивает

обобщенный коэффициент трансформации ОКТ и ведет к усложнению режимов и увеличению потерь электроэнергии. Значение ОКТ в сетях 110 кВ и выше достигло 2,3 кВА на 1 кВт установленной мощности электростанций (1985 г.) при кратности роста 1,5 за 15 лет. Следует избегать трансформаций с коэффициентом 1,5–2 (например, 220/110 кВ, 330/220 кВ). Для энергоемких производств целесообразнее сооружение ГПП 220/10 кВ.

Примерно 25 % воздушных линий (ВЛ) по протяженности выполняются двухцепными в сетях 110 кВ, 17 % – в сетях 220 кВ, ВЛ в сетях 330 кВ выполняются одноцепными.

При радиальной конфигурации электроснабжения ГПП предприятий двухцепные линии применимы, если потребители I–ой категории можно обеспечить электроэнергией по линиям 10 кВ (в отдельных случаях – и по 0,4 кВ) от ГПП и РП, подключенных к другой двухцепной линии.

Таблица 2.1

Экономическая (числитель) и предельная (знаменатель) мощности воздушных ЛЭП

Передаваемая мощность (МВт), для сечений (мм ²), [12]										
Напряжение	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
6	$\frac{0,27}{1,3}$	$\frac{0,378}{1,75}$	$\frac{0,54}{2,1}$	$\frac{0,755}{2,65}$	$\frac{1,025}{3,3}$	$\frac{1,3}{3,8}$	$\frac{1,62}{4,45}$	$\frac{1,00}{5,1}$	-	-
10	$\frac{0,45}{2,25}$	$\frac{0,63}{3,1}$	$\frac{0,9}{3,6}$	$\frac{1,26}{4,6}$	$\frac{1,71}{5,7}$	$\frac{2,16}{6,6}$	$\frac{2,7}{7,7}$	$\frac{3,33}{9,5}$	-	-
20	$\frac{0,9}{4,5}$	$\frac{1,26}{6,1}$	$\frac{1,8}{7,2}$	$\frac{2,52}{9,2}$	$\frac{3,42}{11,4}$	$\frac{4,33}{13,2}$	$\frac{5,4}{15,4}$	$\frac{6,6}{19}$	-	-
35	$\frac{1,58}{7,9}$	$\frac{2,22}{9,52}$	$\frac{3,17}{11,4}$	$\frac{4,44}{14,4}$	$\frac{6}{17,8}$	$\frac{7,6}{20,6}$	$\frac{9,5}{24}$	$\frac{11,8}{27,6}$	$\frac{15,2}{32,6}$	-
110	-	-	$\frac{10}{35,5}$	$\frac{13,9}{44,8}$	$\frac{18,8}{55,9}$	$\frac{23,8}{64,4}$	$\frac{29,7}{75,2}$	$\frac{26,7}{86,2}$	$\frac{47,5}{102,2}$	$\frac{59,5}{116,6}$
150	-	-	-	$\frac{21,4}{-}$	$\frac{29}{77}$	$\frac{36,6}{88,8}$	$\frac{45,8}{105}$	$\frac{56,5}{119}$	$\frac{73,4}{141}$	$\frac{92}{161}$

По данным [23] в табл. 2.2 приведены значения передаваемой мощности при наибольшей длине линии для различных напряжений.

Таблица 2.2

Напряжение линии, кВ	Натуральная мощность (МВт), при волновом сопротивлении, Ом		Наибольшая мощность на 1 цепь, МВт	Наибольшая длина передачи, км
	400	300		
110	30	—	25–50	50–150
220	120	160	100–200	150–250
330	270	350	300–400	200–300

Если значение напряжения питающей линии неоднозначно, то необходимо произвести технико-экономические расчеты нескольких вариантов и принять вариант с наименьшими ежегодными приведенными затратами. При этом необходимо комплексный подход к выбору напряжения питающей линии произвести с учетом стоимости оборудования ГПП (УРП) (подробнее см. ниже).

С точки зрения надежности одноцепные ЛЭП предпочтительней, но требуют большого коридора. Средневзвешенное сечение проводов для ВЛ 110 кВ составляет около 150 мм² и может быть рекомендовано 120–185 мм², для ВЛ 220 кВ – соответственно 240 и 300 мм².

В предварительных расчетах следует ориентироваться на оптимальный уровень тока короткого замыкания, который не должен превышать для сети 110 кВ 31 кА, для сети 220 (330) кВ – 40 кА.

Следует различать два принципиальных способа подключения предприятия к энергосистеме: к подстанции (или главному распределительному устройству ТЭЦ на генераторное напряжение) и к ЛЭП. Присоединение к подстанции осуществляется через выключатель Q по одной из схем (рис. 2.2). Наиболее распространены схемы 1 и 2. При трех и более системах (секциях) шин возможно более надежное электроснабжение потребителя: выключатель Q после его оперативного отключения через разъединитель присоединяется к необходимой секции. При наличии обходной системы шин (схема 5) потребитель при отключении Q может питаться через обходной выключатель $Q-1$, предназначенный для внутривыключательных переключений.

Присоединение предприятия к ЛЭП определяется конфигурацией (топологией) электрической сети, зависящей от географических условий, плотности и распределения электрических нагрузок. Возможные основные типы присоединений изображены на рис. 2.3. Радиальная оди-

нарная или двойная линия может, сделав кольцо, подключиться к тому же источнику питания (ИП). Возможны узловые схемы, при которых ИП больше чем два, и линий больше чем три, и многоконтурные схемы, в которые входят несколько узловых точек.

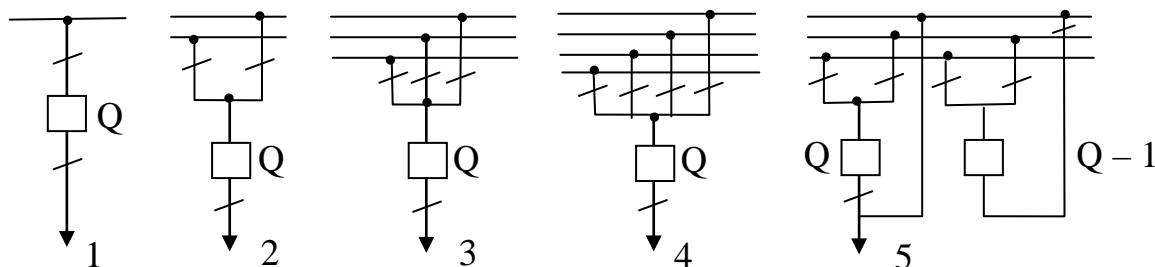


Рис. 2.2. Схемы присоединения потребителей к подстанциям энергосистемы [12]:

1, 2, 3, 4 – соответственно с одной, двумя, тремя и четырьмя системами сборных шин; 5 – с двойной и обходной системами шин

Схема на рис. 2.3, а применяется редко и встречается для питания потребителей III категории, предприятий с небольшой нагрузкой. По этой схеме возможно питание потребителя от другого ИП, что фактически означает переход к схеме (рис. 2.3, д, е). Схема (рис. 2.3, б) наиболее распространена, количество присоединений (отпаяк) к одной линии не должно быть больше трех (как указано на рисунке). Если подстанция питается радиально по одной или двум линиям без отпаяк, ее называют тупиковой. Подстанции, изображенные на схемах рис. 2.3, а–г, называют **ответвительными**, на схемах рис. 2.3, д, е – **проходными**. Если через шины высокого напряжения (ВН) осуществляются перетоки мощности между отдельными точками сети, подстанцию называют **транзитной**.

Распространенность схемы (рис. 2.3, б) для предприятий объясняется малыми расстояниями до ИП и высокой плотностью нагрузок, которая достигает для прокатного производства 0,39 МВт/га, сталеплавильного 1,48 МВт/га (для коммунально-бытового потребления – до 12 МВт/км², а в отдельных промышленных зонах – до 30 МВт/км²).

При решении вопроса о сооружении одной двухцепной ВЛ или двух ВЛ на разных опорах увеличение надежности сравнивается с большими капитальными затратами (вложениями) и отчуждением земель. Надежность питания от линий на разных опорах, но по одной трассе увеличивается незначительно, а крупные аварии, вызванные климатическими условиями, повреждают линии независимо от конструкции. Поэтому сооружение одноцепных ЛЭП требует обоснования,

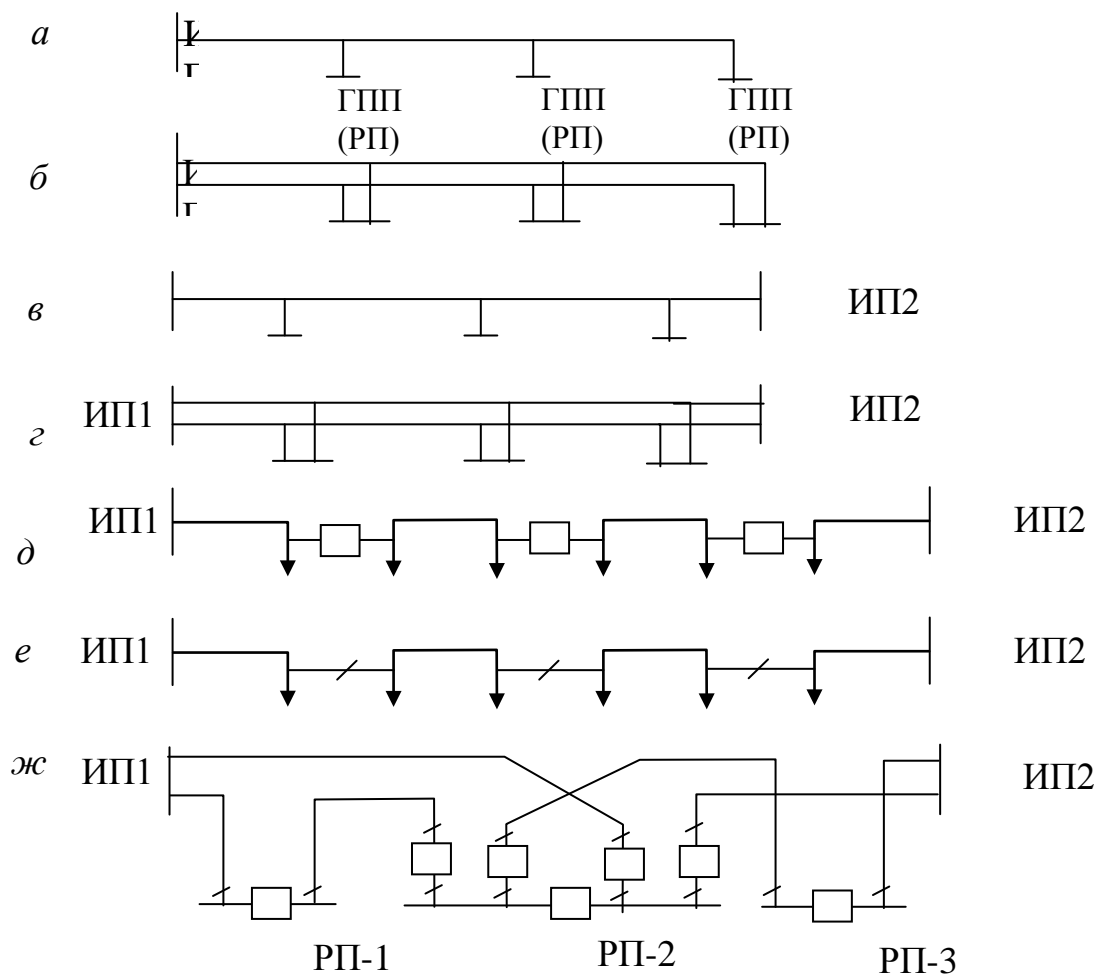


Рис. 2.3. Варианты схем присоединения подстанций 5УР- 3УР к одинарной или двойной ВЛ [12]:

а – радиальная с одной линией; *б* – радиальная с двумя линиями;
в – с двусторонним питанием по одной линии; *г* – то же по двум линиям;
д – присоединение с заходом на подстанцию с автоматической перемычкой;
е – то же с неавтоматической перемычкой; *ж* – с присоединением в рассечку каждой линии и с заходом обеих ВЛ на подстанцию

за исключением электроснабжения магистральных трубопроводов, электрифицированных железных дорог. В схеме равномерно загружаются обе линии, что минимизирует потери, не увеличиваются уровни токов КЗ, возможно присоединение подстанций 5УР по простейшей схеме.

Конфигурация на рис. 2.3, *в–е* применяется в сетях 220–110 кВ энергосистем при малых и средних мощностях нагрузок промышленных предприятий – при наличии нескольких источников пи-

тания и необходимости обеспечения высокой надежности схемы электроснабжения. Средняя подстанция РП–2 на схеме (рис. 2.3, *жс*) обеспечивается как потребитель особой группы I категории. Для схемы следует учитывать неэкономичное потокораспределение, большой уровень токов КЗ, большую сложность оперативных переключений.

2.2. Внутриводское электроснабжение промышленных предприятий

В это понятие включаются приемные подстанции предприятия (ГПП, УРП, ПГВ, ЦРП), собственная ТЭЦ, комплекс распределительных сетей, расположенных на предприятии, и пунктов питания (РП, ТП).

Схемы и конструктивное исполнение приемных подстанций предприятия (ГПП и др.) были рассмотрены выше. Здесь будут представлены схемы распределения электроэнергии по территории предприятия. Внутриводское электроснабжение предприятий в большинстве случаев осуществляется на напряжении 6–10 кВ. Напряжение 35 кВ может быть использовано для полного или частичного внутриводского распределения в следующих случаях:

- для питания крупных ЭП, имеющих $U_n = 35$ кВ: сталеплавильных печей, вентильных преобразовательных установок и др.;
- при наличии удаленных нагрузок и других условий, требующих для питания ЭП повышенного напряжения по системе «глубокого ввода».

Схемы распределительных сетей предприятия на напряжение 6, 10(35) кВ различаются в зависимости от конкретных условий, как-то: необходимой степени надежности питания предприятия или отдельных его цехов, графика работы производства, перспектив дальнейшего развития и расширения производства, сезонности работ и т. д.

По принципу построения распределительные сети предприятия бывают радиальные, магистральные и смешанные; по принципу питания – схемами с односторонним питанием и двухсторонним питанием.

В зависимости от территориального размещения нагрузок, их значений, требований к надежности электроснабжения производится выбор принципа построения схемы, при этом также необходимо учитывать конструктивное исполнение сетевых узлов, способы передачи электроэнергии по территории предприятия: кабелями или шинами.

Для крупных предприятий с рассредоточенными большими нагрузками преимущественно используются системы глубокого ввода

напряжением 110–220 кВ с магистральным или радиальным распределением электроэнергии между ПГВ по кабельным или воздушным ЛЭП.

На предприятиях средней мощности распределение электроэнергии на высших уровнях системы распределительной сети (5УР, 6УР) производится по радиальным или магистральным схемам. На низшем напряжении приемных подстанций предприятия неотъемлемыми элементами схемы являются промежуточные распределительные пункты (РП) или ЦРП, причем сборные шины секционируются секционным выключателем нормально разомкнутым. При магистральной схеме каждая секция подключается к отдельной магистрали. В зависимости от передаваемой мощности к одной магистрали может подключаться до четырех секций РП.

На последующих уровнях распределения электроэнергии от РП к цеховым ТП, к крупным ЭП 6–10 кВ применяются радиальные и магистральные схемы, независимо от схем на более высоком уровне.

Характеристики схем распределительной сети предприятия

Радиальные схемы питания отличаются простотой выполнения сети; простотой эксплуатации; простой, дешевой и надежной релейной защитой; легко выполнимой автоматизацией. Недостатками радиальных схем являются повышенный расход высоковольтного оборудования (выключателей и т. п.), усложнение и удорожание строительной части РУ, повышенные капитальные вложения.

Радиальные схемы применяются при размещении нагрузок в различных направлениях от источника питания (ИП). В них условно выделяют две ступени: РП – первая ступень, ТП – вторая. При проектировании распределительных сетей используются как двухступенчатые, так и одноступенчатые радиальные схемы.

На крупных предприятиях от РУ 6–10 кВ приемной подстанции предприятия запитываются РП и от них – цеховые одно- и двухтрансформаторные подстанции без сборных шин на высшем напряжении (рис. 2.4). Непосредственно от шин РП могут запитываться крупные ЭП (электродвигатели, электропечи и др.). При такой схеме все высоковольтные коммутационные аппараты устанавливаются на РП, а на цеховых ТП – только выключатель нагрузки или разъединитель, возможно глухое кабельное присоединение трансформатора. Суммарная мощность нагрузок, подключенных к каждой секции РП, определяется пропускной способностью кабельной линии между ГПП и РП. Обычно к секции РП присоединяют четыре-пять ТП и другие нагрузки 6–10 кВ.

Некоторые технологические установки и агрегаты выпускаются промышленностью только с электродвигателями 6 кВ (компрессорные

установки, насосные агрегаты, холодильники воздушного охлаждения и др.). Поэтому для питания таких потребителей от сети 10 кВ используются дополнительные трансформаторы 10/6 кВ, которые размещаются на РП. Из условия экономии проводникового материала цеховые ТП могут подсоединяться к шинам низшего напряжения ГПП или ПГВ.

Радиальные схемы распределительной сети позволяют осуществить секционирование всей системы: от высших уровней до низших,

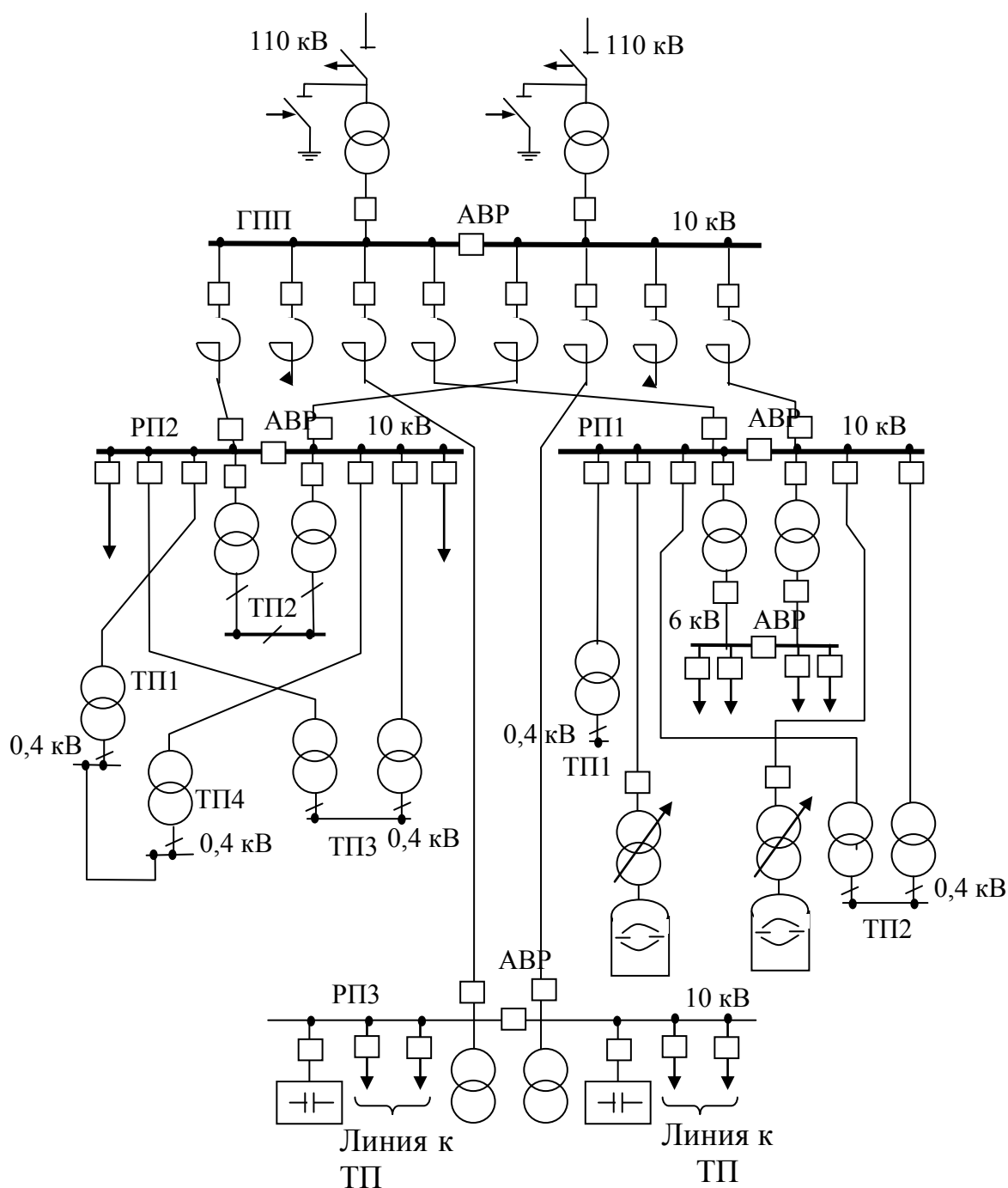


Рис.2.4. Радиальная схема с промежуточными РП

вплоть до 0,4 кВ цеховых ТП.

При проектировании данные о характере нагрузок цеховых потребителей электроэнергии известны приблизительно. Поэтому каждая линия и каждый трансформатор выбираются из условия покрытия 60–70 % суммарной нагрузки подстанции с уточнением этого значения на последующих стадиях проектирования. В качестве общего требования,

предъявляемого к радиальным схемам питания двухтрансформаторных цеховых ТП, можно привести следующее: каждая линия и каждый трансформатор должны обеспечивать покрытие всех нагрузок I и основных нагрузок II категорий данной подстанции при послеаварийном режиме.

Для повышения надежности электроснабжения радиальное питание двухтрансформаторных цеховых ТП выполняется от различных секций РП (см. рис. 2.4), а для ответственных нагрузок и от разных РП. Сечение питающих линий (от РП к цеховым ТП) и мощность цеховых трансформаторов выбираются из условия покрытия всех нагрузок при нормальном режиме работы и покрытия ответственных нагрузок в послеаварийном режиме.

Экономически оправданным является применение одното́нсформаторных цеховых подстанций, которые требуют взаимного резервирования переключками на вторичном напряжении. Пропускная способность этих переключек выбирается в пределах 15–30 % мощности одното́нсформаторных подстанций, а сами переключки выполняются кабелями или шинами (шинопроводами до 1 кВ) и могут оборудоваться АВР. Если в составе нагрузки подстанции отсутствуют электроприемники I и II категорий, то одното́нсформаторная цеховая ТП питается одиночными радиальными линиями без резервирования. Если же от подстанции питаются электроприемники II категории, то она может быть одното́нсформаторной, но связь ее с РП осуществляется по двухкабельной линии с разъединителями на каждом кабеле.

Магистральные схемы, по сравнению с радиальными, имеют следующие основные преимущества: в большинстве случаев пониженные затраты цветного металла в сети 6–10 кВ; более простые и дешевые подстанции (по строительной части) за счет меньшего числа камер для выключателей отходящих от ГПП линий и уменьшения числа РП в распределительной сети 6–10 кВ; меньшее количество высоковольтного оборудования; дешевые по капитальным затратам.

К недостаткам магистральных схем можно отнести пониженную надежность электроснабжения ввиду отключения большого числа ЭП, находящихся на магистрали при ее повреждении; более сложную систему релейной защиты и автоматики.

Магистральные схемы применяются в тех случаях, когда много ЭП и радиальная схема нецелесообразна из-за большого числа звеньев коммутации.

На рис. 2.5 приведена типичная схема магистрального питания. Число трансформаторов, питающихся от одной магистрали, зависит от их мощности и требований к надежности электроснабжения. Обычно

В случаях, когда требуется обеспечить более высокую надежность питания, применяют так называемую систему двойных транзитных

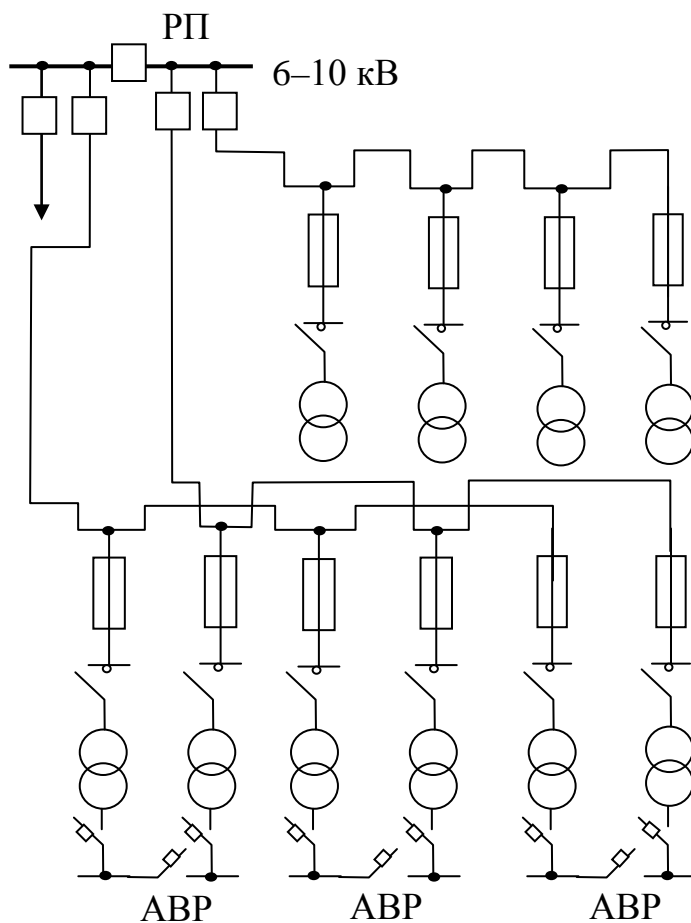


Рис.2.5. Магистральные схемы с односторонним питанием:
одиночные и двойные

(сквозных) магистралей (рис. 2.5). В этой схеме при выходе из строя любой из питающих магистралей высшего напряжения электроэнергия подается потребителям по второй магистрали путем автоматических переключений на секции шин вторичного напряжения оставшихся в работе цеховых трансформаторов. Это переключение осуществляется с помощью устройства АВР в течение 0,1–0,2 секунды, что практически не от-

ражается на работе электроприемников.

Недостатком однотрансформаторных цеховых ТП при магистральной схеме является невозможность резервирования на вторичном напряжении близко расположенных подстанций, так как они подключены к одной магистрали и одновременно теряют питание. При близком расположении подстанций их можно подключить к разным магистралям.

Для повышения надежности электроснабжения применяются магистральные схемы в несколько измененном виде (рис. 2.6).

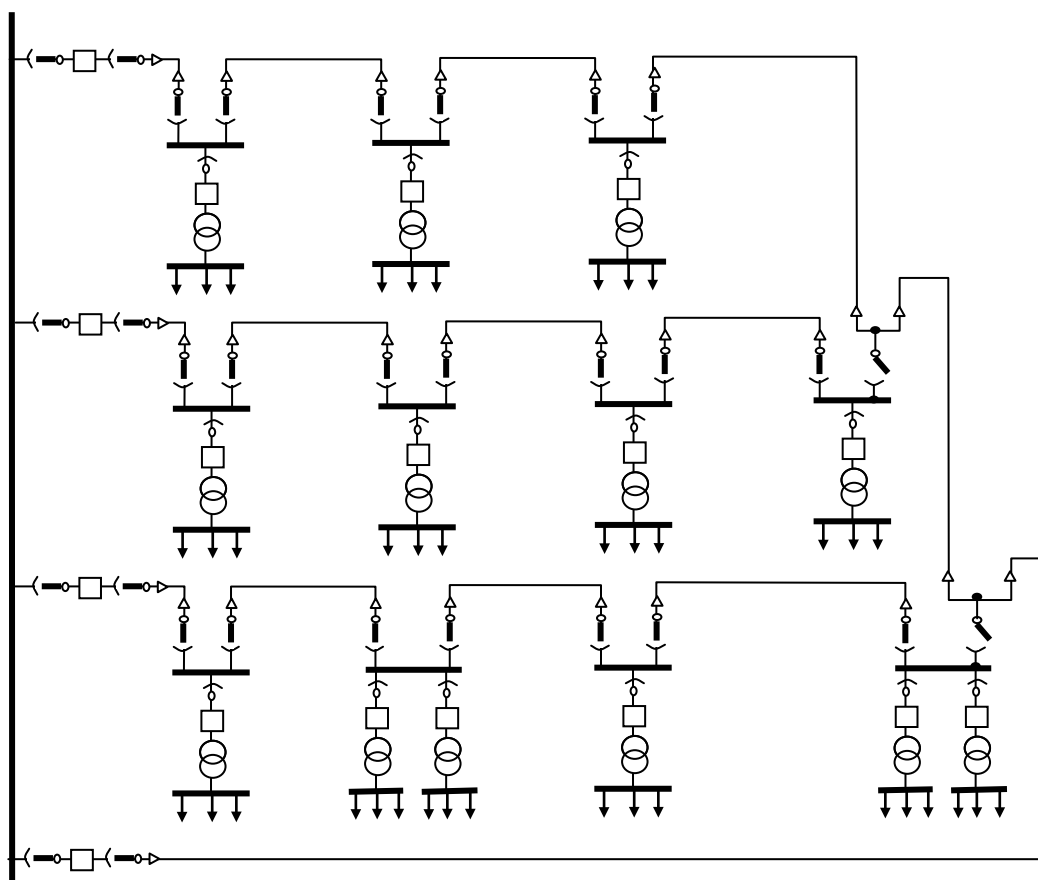


Рис. 2.6. Схема питания одиночными магистралями с общей резервной магистралью на напряжении 6–10 кВ

По этой схеме в нормальном режиме работы питание осуществляется рабочими магистралями. Резервная магистраль, подведенная к цеховым ТП, нагрузки не несет, но со стороны питающей подстанции включена и, таким образом, постоянно находится под напряжением.

Схема обеспечивает экономию на количестве аппаратуры и объеме строительных работ по подстанциям, проста в использовании, наглядна и не сложна в эксплуатации.

Недостатком схемы является возможность перебоев в питании потребителей при аварии в магистрали. Длительность перерывов в питании определяется периодом времени, потребным для отыскания поврежденной части рабочей магистрали.

На больших энергоемких предприятиях, где необходима передача больших потоков электроэнергии, кабельные магистрали оказываются громоздкими и требуют больших затрат для их реализации. Поэтому на таких предприятиях получили распространение магистральные схемы передачи и распределения электроэнергии с помощью жестких или гибких голых токопроводов напряжением 6–35 кВ (рис. 2.7).

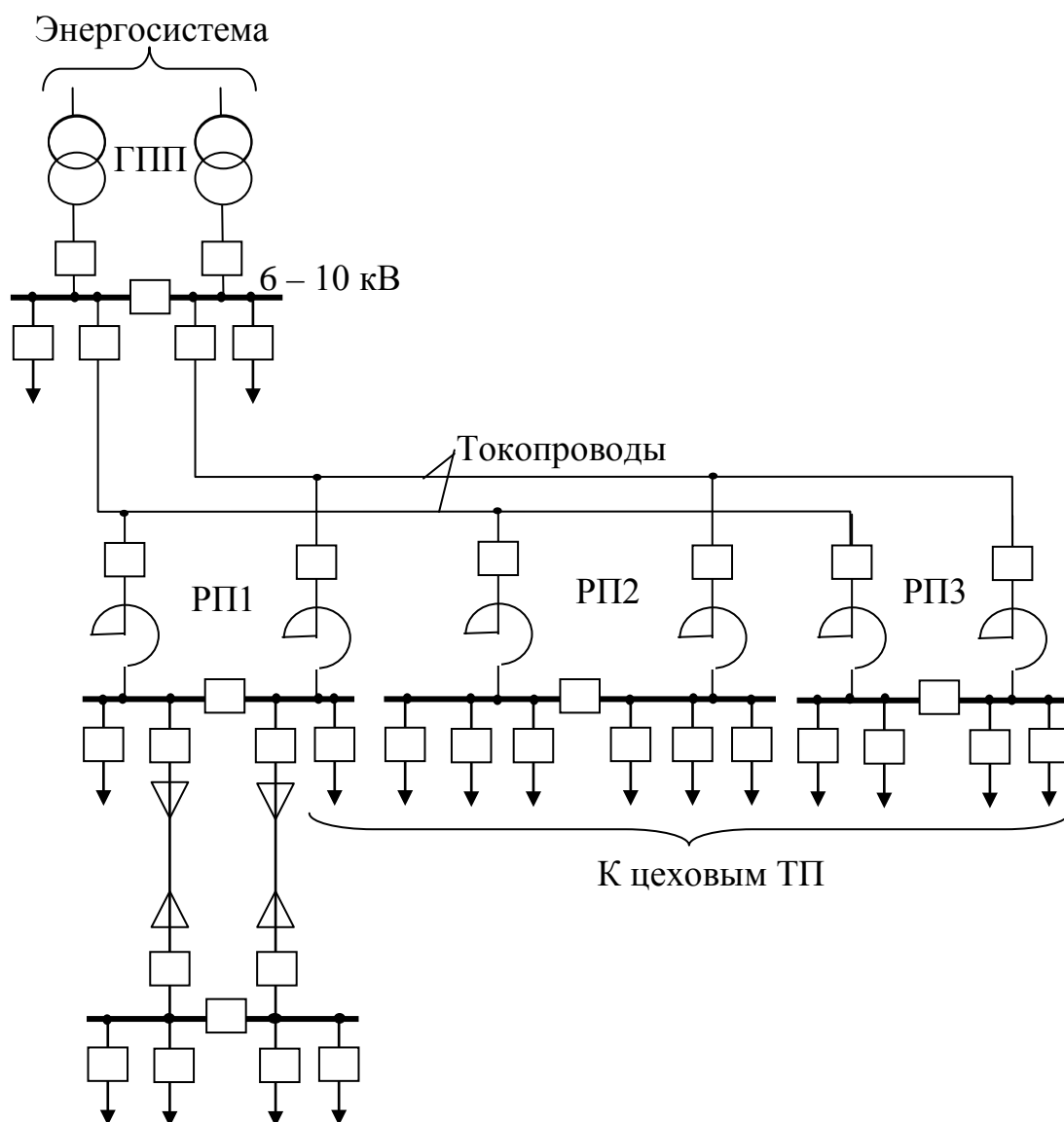


Рис. 2.7. Схема питания нескольких РП токопроводами

На предприятии токопроводы прокладываются через зоны основ-

ных электрических нагрузок, в центре которых размещаются РП, питающиеся от токопроводов. Во многих случаях 70–75 % всех нагрузок предприятия удастся охватить токопроводами, остальные потребители, расположенные вне зоны прохождения токопроводов, получают электроэнергию через выносные РП, которые питаются кабельными линиями. Схема электроснабжения с использованием токопроводов для питания нескольких РП представлена на рис. 2.7 и 2.8. На ответвлениях от токопроводов к РП устанавливаются реакторы, снижающие ток КЗ до значения, которое позволяет применить на РП дешевые и малогабаритные выключатели, а также уменьшить сечение кабелей от РП к цеховым ТП (по условию термической стойкости).

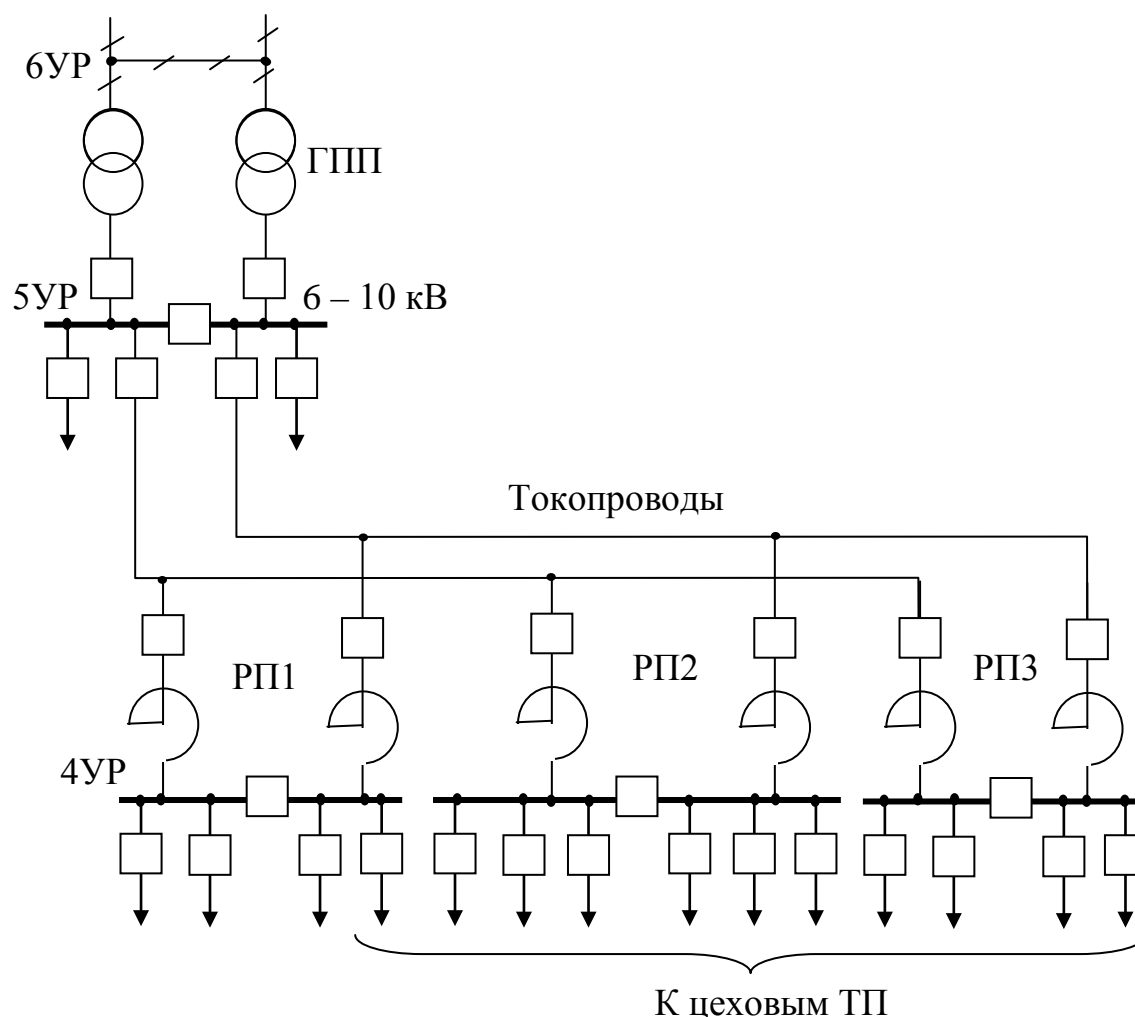


Рис. 2.8. Магистральное питание РП

На больших предприятиях токопроводы высокого напряжения ис-

пользуются не только для распределения электроэнергии по территории, но и в качестве связей между отдельными источниками питания промышленного предприятия (например, ГПП-ТЭЦ или ГПП1–ГПП2). В этом проявляется преимущество токопроводов, заключающееся в надежном и дешевом резервировании двух источников питания.

В некоторых случаях токопроводы высокого напряжения прокладывают внутри производственных корпусов. Обычно в том же пролете, где выделена зона для токопроводов, размещаются и РП, что позволяет избежать кабельных связей между этими элементами.

На рис. 2.8 приведена магистральная схема питания с указанием уровней (ступеней) системы электроснабжения предприятия и с использованием токопроводов для питания нескольких РП.

Схемы смешанного питания. На предприятиях редко встречаются в чистом виде схемы, построенные только по радиальному или только по магистральному принципу. Обычно на одном и том же предприятии крупные и ответственные потребители и электроприемники питаются по радиальной схеме. Средние же и мелкие – по магистральной схеме. Комплексное использование радиальной и магистральной схемы позволяет создать схему внутреннего электроснабжения с наилучшими технико-экономическими показателями. Как правило, для выбора наиболее рациональной схемы электроснабжения составляют варианты, которые в дальнейшем подвергают технико-экономическому сопоставлению.

2.3. Выбор мощности силовых трансформаторов приемных подстанций предприятия. Режимы работы трансформаторов

Наивыгоднейшая мощность трансформаторов ГПП и ПГВ соответствует минимальному значению ежегодных приведенных затрат, причем технико-экономические расчеты по выбору мощности трансформаторов производятся совместно с расчетами по питающим линиям этих трансформаторов.

На стадии проектного задания выбор мощности трансформаторов ГПП производится по техническим обоснованиям. В этих условиях для правильного выбора номинальной мощности трансформатора (автотрансформатора) прежде всего нужно определиться с числом трансформаторов. На ГПП и ПГВ 110–220 кВ промышленных предприятий наибольшее распространение получили двухтрансформаторные схемы. Однотрансформаторные ГПП и ПГВ применяются при обеспечении питания нагрузок I категории в послеаварийном режиме по связям вторич-

ного напряжения с соседней ГПП, ПГВ, собственной ТЭЦ или другими источниками питания. На однотрансформаторных подстанциях без связей на вторичном напряжении мощность трансформатора выбирается по максимальной нагрузке при рабочем режиме.

Подстанции 35–220 кВ с числом трансформаторов более двух применяются в тех случаях, когда двухтрансформаторные подстанции не обеспечивают разнородных потребителей предприятия в связи с особенностями режима их работы:

- при наличии резкопеременных нагрузок, например, электродвигатели главных приводов прокатных станов, крупные электропечи и др. с подключением их на отдельный трансформатор;
- на транзитных ГПП, имеющих сборные шины на первичном (вышем) напряжении, и установка третьего трансформатора не приводит к увеличению затрат на распределительное устройство высшего напряжения подстанции;
- с перспективой роста нагрузок предприятия, когда установка третьего трансформатора будет дешевле, чем замена двух имеющихся на ГПП трансформаторов на большую мощность.

Для выбора мощности трансформаторов подстанции необходимо располагать суточным графиком нагрузки, из которого известна максимальная, среднесуточная нагрузка данной подстанции и продолжительность максимума нагрузки (рис. 2.9). При отсутствии суточного графика нагрузки на заданный расчетный уровень (ступень) определяется максимальная активная (расчетная) нагрузка подстанции P_{\max} (МВт).

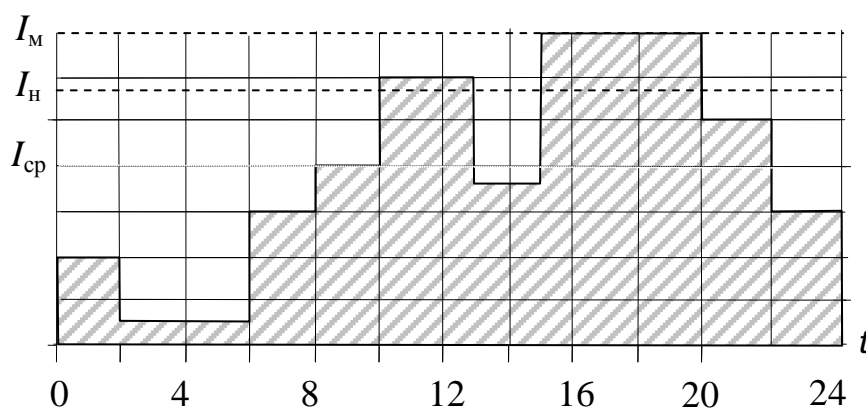


Рис. 2.9. Суточный график нагрузки, иллюстрирующий соотношения между I_M , I_H и $I_{\text{ср}}$

По [12], если при выборе $S_{\text{н.тр}}$ на однотрансформаторной подстан-

ции исходить из условия

$$S_{\text{н.тр}} \geq \Sigma P_{\text{max}} \geq P_{\text{р}},$$

где ΣP_{max} – максимальная активная нагрузка пятого года эксплуатации; $P_{\text{р}}$ – проектная расчетная мощность подстанции; при графике с кратковременным пиком нагрузки (0,5–1,0 ч) трансформатор будет длительно работать с недогрузкой. При этом будет завышена $S_{\text{н.тр}}$ и, следовательно, завышение установленной мощности подстанции. В некоторых случаях выгоднее выбирать $S_{\text{н.тр}}$, близкой к максимальной расчетной нагрузке достаточной продолжительности с полным использованием его перегрузочной способности.

Мощность трансформаторов $S_{\text{н.тр}}$ двухтрансформаторных подстанций может выбираться по послеаварийному режиму и, следовательно, при нормальном режиме они работают с недогрузкой. Благодаря этому трансформатор в определенные периоды времени (в течение суток) может быть перегружен сверх номинальной мощности, в зависимости от графика его нагрузки и окружающей температуры, без ущерба для нормального срока его службы.

В табл. 2.3 приведены значения и продолжительность аварийных перегрузок масляных трансформаторов и автотрансформаторов (с медными обмотками) сверх номинального тока, независимо от предшествующей нагрузки, температуры окружающей среды и места установки.

Таблица 2.3

Перегрузка, %	30	45	60	75	100	200
Продолжительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10	1,5

Трансформатор при КЗ на зажимах вторичной обмотки должен выдерживать без повреждений и остаточных деформаций установившееся значение тока КЗ $I_{\text{к.з}}$, не превышающее 25-кратного номинального тока вторичной обмотки $I_{\text{н.тр}}$. При этом длительность $I_{\text{к.з}}$ (в секундах) не должна превышать значение $t_{\text{к}} = 900/\kappa^2$, где $\kappa = I_{\text{к.з}}/I_{\text{н.тр}}$. При всех условиях $t_{\text{к}} \leq 5$ с значение $I_{\text{к.з}}$ определяется по формуле

$$I_{\text{к.з}} = \frac{100 I_{\text{н.тр}}}{U_{\text{к}} \% \left(1 + \frac{100 S_{\text{н.тр}}}{U_{\text{к}} \% S_{\text{к}}}\right)},$$

где $U_{\text{к}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %; $S_{\text{н.тр}}$ –

номинальная мощность трансформатора, МВА; S_K – мощность КЗ, МВА.

На подстанциях с ровным суточным графиком нагрузки трансформатора допускают значительно меньшие перегрузки, как это видно из рис. 2.9 и рис. 2.10, *а, б*, на которых показана кратность допустимой перегрузки трансформатора $K_H = I_m / I_{H.тр}$ в период максимальных нагрузок в зависимости от продолжительности максимума t , ч и коэффициента заполнения суточного графика $K_{зг} = I_{ср} / I_m$, где $I_{ср}$ – среднесуточный ток; I_m – максимальное значение тока (рис. 2.9).

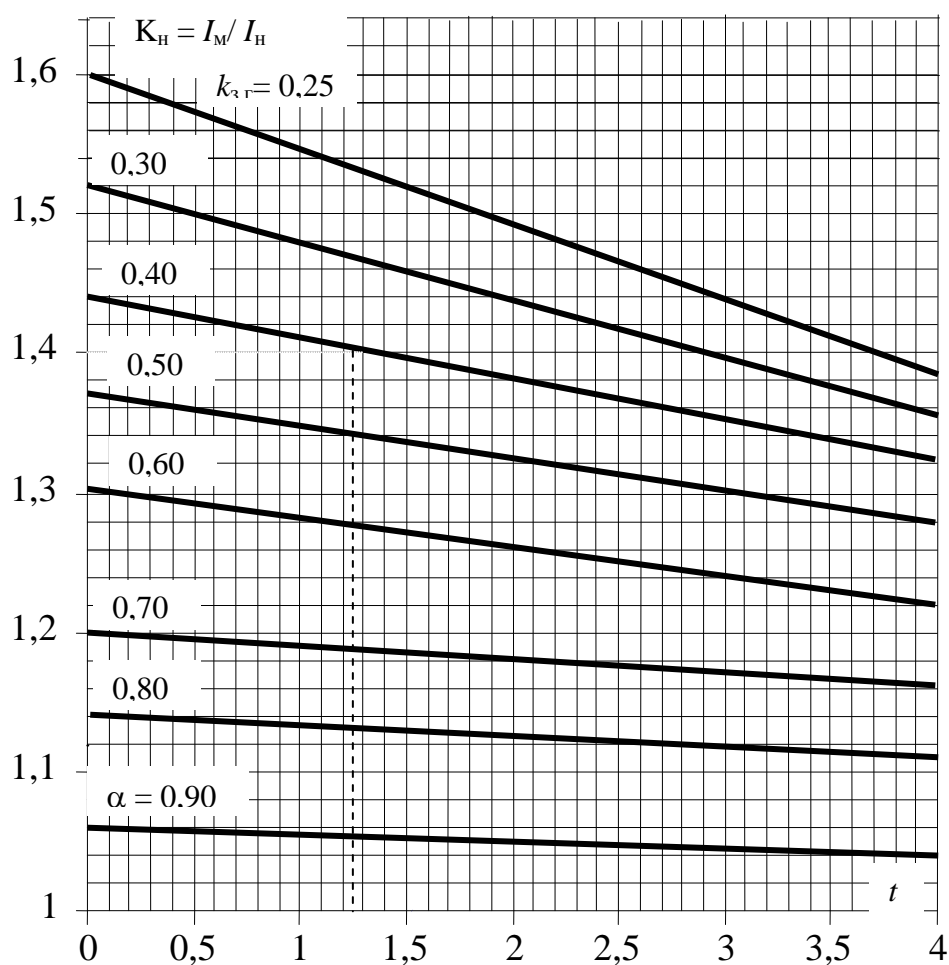


Рис. 2.10, *а*. Зависимость допустимой перегрузки трансформатора в период максимума от продолжительности последнего t и от коэффициента заполнения суточного графика $K_{зг}$

Из рис. 2.10, *а, б* видно, чем больше значение $K_{зг}$ и чем больше время перегрузки t , тем меньше значение $K_H = I_m / I_{H.тр}$. Так, например, при $K_{зг} = 0,4$ и $t = 1,3$ ч трансформатор может быть перегружен на 40 %, а при $K_{зг} = 0,8$ и $t = 3$ ч – всего лишь на 12 %. При значении $K_{зг}$, близ-

ком к единице, перегрузочная способность трансформатора практически равна нулю. Следовательно, трансформаторы, работающие с малым

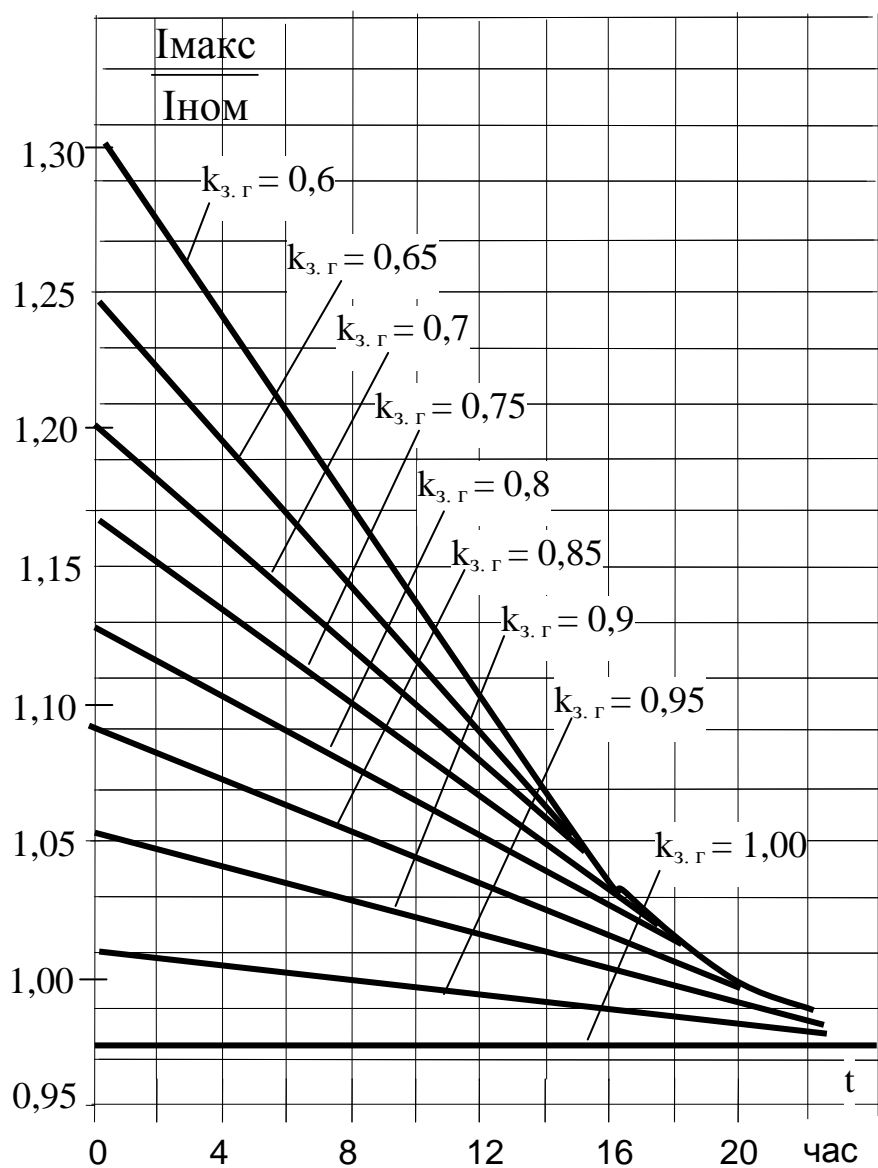


Рис. 2.10, б. Кривые кратностей допустимых нагрузок ($K_n = \frac{I_{\max}}{I_{\text{ном}}}$) силовых трансформаторов в зависимости от коэффициента заполнения графика $k_{3, \Gamma}$ и продолжительности максимума нагрузки t

значением $K_{3, \Gamma}$, более способны к перегрузке. Последняя может быть допущена главным образом за счет температуры окружающей среды и за счет выбора мощности трансформаторов по противоаварийному ре-

жиму, обуславливающему их недогрузку при нормальном режиме.

Рис. 2.9, на котором представлен суточный график нагрузки (заштрихованная часть графика), характеризует соотношение между I_m , $I_{н.тр}$ и $I_{ср}$ (суточное). Из него следует, что $I_{ср}$ всегда меньше I_m , коэффициент заполнения графика $K_{з.г}$ – это отношение заштрихованной площади графика к площади $0tI_m$ и равняется в данном случае 0,57.

Используя данные суточного графика нагрузки подстанции на каком-то уровне (ступени) ($K_{з.г}$, t) значения $I_{н.тр}$, намеченного к установке на данном уровне, по представленным на рис. 2.10, а зависимостям $K_n = f(t)$ для различных значений $K_{з.г}$ можно определить допустимую перегрузку трансформатора. Например, $I_{н.тр} = 450$ А; $K_{з.г} = 1,4$, суточный максимум $t = 1$ ч. Находим по рис. 2.10, а, что перегрузка $K_n = 1,4$ продолжительностью 1,3 ч допустима при коэффициенте заполнения суточного графика $K_{з.г} = 0,4$, т. е. $I_{ср} / I_m = 0,4$, откуда $I_{ср} = 0,4I_m = 0,4 \cdot I_{н.тр} \cdot K_n = 252$ А.

По суточному графику нагрузки на каком-то уровне (ступени), по которому определяются $K_{з.г}$, продолжительность максимума нагрузки t , и зависимостям $K_n = f(t)$ для различных значений $K_{з.г}$, представленным на рис. 2.10, б, находится номинальная мощность трансформатора, а именно: по значению $K_{з.г}$, t находится K_n (на рис. 2.10, а показано пунктиром)

$$K_n = I_m / I_{н.тр} = S_{\max} / S_{н.тр} ,$$

откуда $S_{н.тр} = S_m / K_n$, где I_m – по суточному графику нагрузки этого же уровня.

При выборе мощности трансформатора следует руководствоваться ПУЭ [24], согласно которым в аварийных режимах допускается перегрузка трансформатора на 40 % на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 ч в течение не более 5 сут. При этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора $K_{з.г}$ в условиях его перегрузки должен быть не более 0,75, т. е. должно быть выдержано соотношение

$$K_{з.г} = \frac{I_{ср}}{I_m} = \frac{I_{ср}}{1,4 I_{н.тр}} = \frac{S_{ср}}{1,4 S_{н.тр}} \leq 0,75$$

$$\text{или } S_{ср} \leq 0,75 \cdot 1,4 S_{н.тр} \leq 1,05 S_{н.тр} .$$

(2.2)

Следовательно, в аварийных режимах превышение среднесуточной нагрузки трансформатора над его номинальной мощностью допус-

кается не более 5 %.

Выразим общую мощность S_{\max} через активную P_{\max} , тогда номинальная мощность трансформатора на подстанции с числом трансформаторов $n > 1$ в общем виде определится из выражения

$$S_{\max} \geq \frac{P_p \cdot \kappa_{1-2}}{\kappa_{\text{пер}}(n-1)\cos \varphi}, \text{ МВА}, \quad (2.3)$$

где $P_p = P_{\max} \kappa_{1-2}$ – расчетная мощность, МВт; P_{\max} – суммарная активная максимальная нагрузка подстанции на расчетный уровень пять лет, МВт; κ_{1-2} – коэффициент участия в нагрузке потребителей I-й и II-й категории; $\kappa_{\text{пер}}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

Для двухтрансформаторной подстанции, т. е. при $n = 2$,

$$S_{\max} \geq \frac{P_{\max} \cdot \kappa_{1-2}}{\kappa_{\text{пер}} \cos \varphi}. \quad (2.4)$$

Для сетевых подстанций, где примерно до 25 % потребителей из числа малоответственных в аварийном режиме может быть отключено, κ_{1-2} обычно принимается равным 0,75–0,85.

Рекомендуется широкое применение складского и передвижного резерва трансформаторов.

Так как $\kappa_{1-2} < 1$, а $\kappa_{\text{пер}} > 1$, то их отношение $\kappa = \kappa_{1-2} / \kappa_{\text{пер}}$ всегда меньше единицы и характеризует собой ту резервную мощность, которая заложена в трансформаторе при выборе его номинальной мощности. Чем это отношение меньше, тем меньше будет закладываемый в трансформаторы резерв установленной мощности, тем более эффективным будет использование трансформаторной мощности с учетом перегрузки.

Завышение коэффициента κ приводит к завышению суммарной установленной мощности трансформаторов на подстанции. Уменьшение коэффициента возможно лишь до такого значения, которое с учетом перегрузочной способности трансформатора и возможности отключения неответственных потребителей позволит покрыть основную нагрузку одним оставшимся в работе трансформатором при аварийном выходе из строя второго.

Таким образом, для двухтрансформаторной подстанции

$$S_m \geq \frac{\kappa P_{\max}}{\cos \varphi}. \quad (2.5)$$

В настоящее время существует практика выбора номинальной мощности трансформатора для двухтрансформаторной подстанции с учетом значения $\kappa = 0,7$, т. е.

$$S = 0,7P_{\max}. \quad (2.6)$$

Формально запись (2.6) выглядит ошибочной: действительно, единица измерения активной мощности – Вт, полной (кажущейся) – ВА. Есть различия и в физической интерпретации S и P . Но следует подразумевать, что осуществляется компенсация реактивной мощности на шинах подстанции 5УР, 3УР и что коэффициент мощности $\cos \varphi$ находится на уровне 0,92–0,95. Тогда ошибка, связанная с упрощением (2.5) до (2.6), не превосходит инженерную ошибку 10 %, которая включает и приблизительность значения 0,7, и ошибку в определении фиксированного P_{\max} .

Таким образом, суммарная установленная мощность двухтрансформаторной подстанции

$$\Sigma S_T = 2(0,7P_{\max}) = 1,4P_{\max}. \quad (2.7)$$

При этом значении κ в аварийном режиме обеспечивается сохранение около 98 % P_{\max} без отключения неответственных потребителей. Однако, учитывая принципиально высокую надежность трансформаторов, можно считать вполне допустимым отключение в редких аварийных режимах какой-то части неответственных потребителей.

Условие покрытия расчетной нагрузки, в случае аварийного выхода из строя одного трансформатора, с учетом использования резервной мощности $S_{\text{рез}}$ сети НН (СН) определяется выражением

$$S_T (n - 1) \kappa_{\text{пер}} + S_{\text{рез}} \geq P_p \kappa_{1-2}. \quad (2.8)$$

При двух и более установленных на подстанции трансформаторах, при аварии с одним из параллельно работающих трансформаторов, оставшиеся в работе принимают на себя его нагрузку.

В Приложении 1 приведен пример выбора мощности трансформаторов ГПП с учетом соотношений (2.2, 2.3).

2.4. Расчет сетей напряжением выше 1 кВ

Питающие линии подстанций промышленных предприятий, как это видно из рис.1.1-1.4, двойные, что целесообразно с точки зрения уменьшения потерь в сети и в отношении надежности сети, так что нагрузка каждой линии в нормальном режиме уменьшается в два раза. Пользуясь половинной расчетной нагрузкой ($0,5I_p = 0,5S_p/\sqrt{3}U_{\text{н.ур}}$) и

экономической плотностью тока $j_{\text{эк}}$, выбираются сечения линий [12].

Для обеспечения надежности электроснабжения предприятия и снижения тока КЗ обычно применяется раздельная работа трансформаторов ГПП, ПГВ и секций РП.

В табл. 2.4 приведен пример оформления расчетов сети на различных ее ступенях.

Таблица 2.4

Сечения кабельных линий

Линия	Нагрузка, А		Сечение, мм ²				Примечание
	рабочая	аварийная	по $j_{\text{эк}}$	по нагреву	по термической стойкости	принято	
ТЭЦ-РП1	600	1200	3(3x185)	4(3x240)	3(3x185)	4(3x240)	40 % перегрузки трансформатора
РП1-ТП5	58	81	1(3x50)	1(3x35)	3(3x70)	1(3x70)	

По требованиям надежности, а также с целью снижения потерь мощности, двойные линии тоже находятся в работе. В связи с этим расчетная нагрузка каждой линии в нормальном режиме уменьшается в два раза. Пользуясь половинной нагрузкой и экономической плотностью тока, выбираются сечения линий.

При выходе из строя одной кабельной линии оставшаяся в работе несет полную нагрузку и должна быть рассчитана по нагреву с учетом допустимой нагрузки. В соответствии с ПУЭ кабели, загруженные в нормальном режиме на 80 % от допустимого тока, могут быть перегружены в послеаварийном режиме до 130 % в течение 6 ч в сутки в продолжение 5 сут. подряд.

Кабельные сети и токопроводы должны проверяться на термическую стойкость к токам КЗ [16], а токопроводы на динамическую устойчивость. Таким образом, на основе расчетов для линии получают три сечения: по экономической плотности тока, нагреву расчетным током и термической стойкости току КЗ. Окончательно принимается наибольшее сечение, как удовлетворяющее всем условиям.

В практике проектирования в направлении «сверху–вниз» часто возникает вопрос определения расчетной нагрузки (тока) линий распределительной сети предприятия. Поскольку выбору сечений распредели-

тельной сети предшествует выбор числа и мощности трансформаторов цеховых ТП, то в качестве расчетного тока для цеховых трансформаторов, преобразователей, двигателей и трансформаторов электротехнологических установок допускается принимать их номинальный ток.

Такой подход позволяет реализовать принцип равнопрочности элементов системы ЭСПП.

Практика расчетов показывает, что при выборе сечений линий, питающих РП, определяющее значение имеет послеаварийный режим и расчет по нагреву в этом режиме.

Вопросы и задания для самопроверки

1. Перечислите требования к схеме электроснабжения предприятия.
2. Дайте характеристику уровней (ступеней) схем электроснабжения.
3. В каком режиме работают трансформаторы двухтрансформаторных подстанций (ГПП, цеховых ТП)?
4. Дайте классификацию предприятий по их установленной мощности.
5. Назовите критерии выбора напряжений питающих линий и распределительной сети предприятия.
6. Назовите два принципиальных способа подключения предприятия к энергосистеме.
7. Дайте определение понятию «внутризаводское электроснабжение предприятия», перечислите виды подстанций в него входящие.
8. Каковы принципы построения распределительных сетей предприятия, их преимущества и недостатки?
9. Каково назначение токопроводов, их преимущества?
10. В каких случаях на подстанциях предприятия (ГПП, ПГВ) используется более двух трансформаторов?
11. Критерии выбора мощности трансформаторов ГПП, ПГВ и др.
12. От каких факторов зависит перегрузочная способность трансформаторов?
13. Как выбираются сечения кабельных линий распределительной сети 6–10 кВ?

3. ПУСК И САМОЗАПУСК ТРЕХФАЗНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

3.1. Основные положения

Асинхронные электродвигатели (АД)

АД при своих достоинствах: относительная дешевизна, высокие энергетические показатели, простота обслуживания и др. являются наиболее распространенными среди всех электрических машин. В количественном отношении они составляют около 90% всего парка электрических машин в народном хозяйстве, а по установленной мощности – около 55 % [21].

Преобразование электроэнергии в АД происходит при несинхронном (асинхронном) вращении ротора и магнитного поля статора. Разность частоты вращения ротора n и поля статора n_c определяет частоту и амплитуду ЭДС, наводимую в проводниках обмотки ротора. В рабочих режимах АД $\frac{n_c - n}{n_c} \cdot 100 \% = S \%$ обычно составляет несколько

процентов, поэтому при анализе и характеристике работы АД частоту вращения ротора оценивают в относительных единицах, вводя понятие скольжение (S). Оно оценивается либо в процентах ($S = 1,0 \%$; $2,5 \%$ и т. д.), либо в долях единицы ($S = 0,01$; $0,02$ и т. д.).

Асинхронные машины используются в основном как двигатели, т. е. они работают в диапазоне скольжения от $S = 1$ (начальный момент пуска – ротор неподвижный) до значений, близких к нулю (в режиме холостого хода $S_{xx} \rightarrow 0$).

Для оценки и сравнения пусковых свойств асинхронных двигателей (АД) моменты, развиваемые АД при пуске и разгоне, принято выражать не в абсолютных, а в относительных единицах, т. е. указывать кратность момента по отношению к номинальному $M^* = M/M_{ном}$.

Кривая $M^* = f(s)$ имеет несколько характерных точек, соответствующих пусковому M_{n*} , минимальному M_{min*} , максимальному M_{max*} и номинальному моментам $M_{ном*} = 1$ (рис. 3.1).

Пусковой момент характеризует начальный момент, развиваемый АД непосредственно после включения в сеть при неподвижном роторе ($s = 1$). В начале разгона АД его момент несколько уменьшается по сравнению с пусковым. Обычно M_{min*} на 10–15 % меньше M_{n*} . У большинства АД $M_{n*} \geq 1$, АД могут быть пущены под нагрузкой только при условии, что момент сопротивления на валу будет меньше, чем M_{min*} , иначе АД не разгонится и будет работать с большим скольжением (уча-

сток кривой от M_{\min}^* до M_{n^*}). Такой режим опасен для АД, так как сопровождается большими токами обмоток.

Максимальный момент характеризует наибольший момент АД – его перегрузочную способность. Часто M_{\max}^* называют также **критическим моментом**, а скольжение, при котором момент достигает максимума, – **критическим скольжением** ($S_{\text{кр}}$). В АД общего назначения $S_{\text{кр}}$

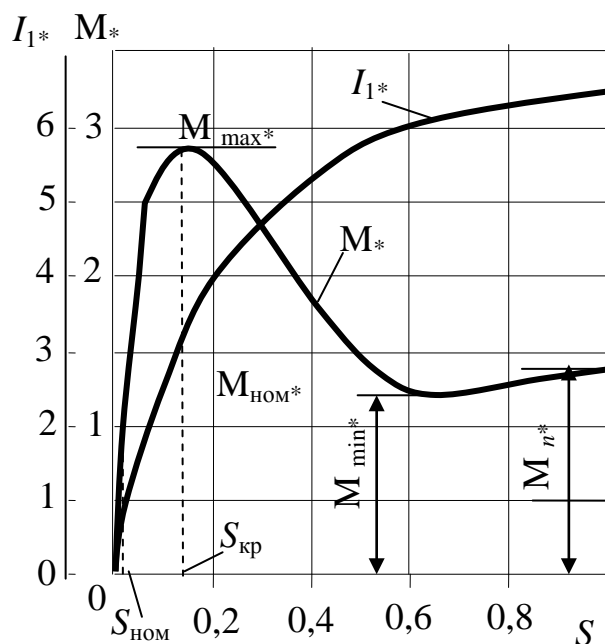


Рис. 3.1. Зависимость тока и момента асинхронного двигателя от скольжения

обычно не выходит за пределы 0,07–0,12. Если момент сопротивления при работе АД превышает M_{\max}^* , АД останавливается.

Номинальный момент $M_{\text{ном}}^*$ – это момент на валу АД, работающего при номинальном напряжении с номинальной нагрузкой при номинальном скольжении.

Режим, при котором обмотка статора подключена к сети, а ротор неподвижен (заторможен), называют **коротким замыканием** АД. При $s = 1$ ток АД в несколько раз превышает номинальный (рис. 3.1) поэтому в режиме короткого замыкания АД, не рассчитанный на работу при $s \approx 1$, может находиться лишь в течение нескольких секунд. Режим короткого замыкания возникает при каждом пуске АД из неподвижного состояния, в этих случаях он кратковременен и обмотка не успевает нагреться выше допустимого уровня. Несколько пусков АД подряд через короткие промежутки времени могут повлечь за собой повышение температуры его обмоток выше допустимой, если АД не рассчитаны на такой режим работы.

Асинхронные машины, предназначенные для работы с большими скольжениями, с $s = 1$ (в трансформаторном режиме) или с $s > 1$ (в тормозном режиме), специально рассчитывают с учетом повышенных токов в обмотках.

Рабочие характеристики АД (рис. 3.2) показывают, что наибольший КПД достигается при нагрузке на 10–15 % меньше номинальной. Двигатели рассчитываются так потому, что большинство из них, в силу стандартной дискретной шкалы мощностей, работают с некоторой недогрузкой.

При эксплуатации АД с нагрузкой, существенно номинальной, уменьшаются и их КПД, и коэффициент мощности.

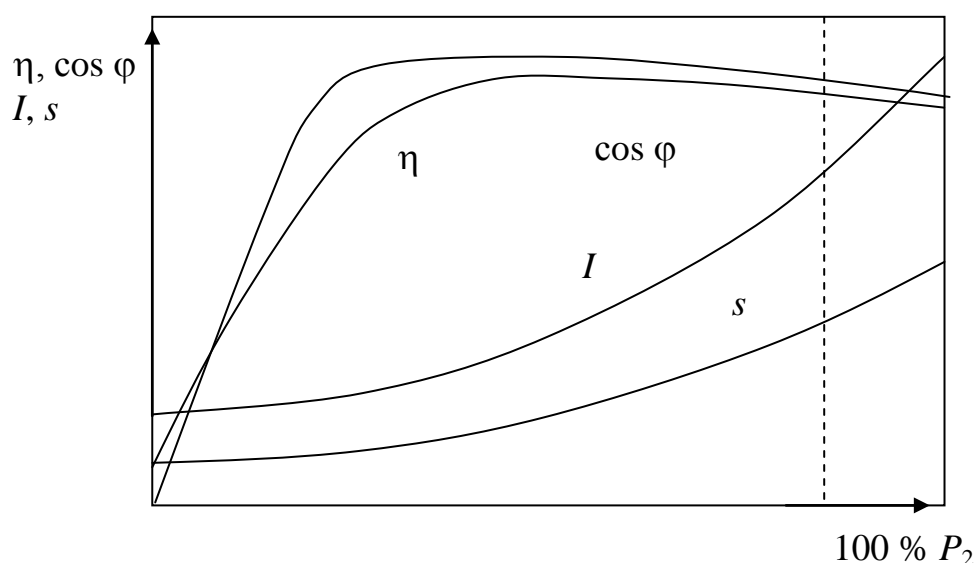


Рис. 3.2. Рабочие характеристики асинхронного двигателя

По конструкции АД делят на два типа:

АД с фазным ротором и АД с короткозамкнутым ротором. Конструкции статоров, корпусов, подшипниковых щитов и общая компоновка машин обоих типов не имеют существенных различий.

АД с фазным ротором применяются в приводах с тяжелыми условиями пуска, требующими плавного пуска и разгона, и в приводах с регулированием частоты вращения, например в приводах подъемных кранов.

При рассмотрении возможных способов пуска асинхронных двигателей необходимо учитывать следующие основные положения:

- двигатель должен развивать при пуске достаточно большой пусковой момент, который должен быть больше статического момента сопротивления на валу, чтобы ротор двигателя мог прийти во вращение и достичь номинальной скорости вращения;

- величина пускового тока должна быть ограничена таким значением, чтобы не происходило повреждения двигателя и нарушения нормального режима работы сети;
- схема пуска должна быть по возможности простой, а количество и стоимость пусковых устройств – малыми.

Практически используют следующие способы пуска: непосредственное подключение обмотки статора к сети (прямой пуск), понижение напряжения, подводимого к обмотке статора при пуске; подключение к обмотке ротора пускового реостата.

Особенности самозапуска двигателей в сравнении с обычным пуском

Самозапуском называется восстановление нормальной работы двигателей ответственных механизмов без участия персонала после кратковременного нарушения электроснабжения – исчезновения или глубокого снижения напряжения. При исчезновении или глубоком снижении напряжения выключатели самозапускаемых ЭД остаются включенными, а двигатели неответственных механизмов до восстановления напряжения отключаются с помощью реле напряжения.

Отличительные особенности самозапуска:

- в момент восстановления электроснабжения и начала самозапуска часть или все ЭД вращаются с некоторой скоростью;
- самозапуск ЭД происходит, как правило, под нагрузкой.

Самозапуск может быть одновременным для всех ЭД ответственных механизмов или двухступенчатым, если по условиям сети или по другим причинам одновременный самозапуск недопустим.

При двухступенчатом пуске менее ответственные ЭД сначала отключаются, а после разгона первой группы ЭД автоматически включаются оставшиеся. Успешность самозапуска зависит от того, насколько правильно выбран способ пуска ЭД, для которых должен быть обеспечен самозапуск.

Если пуск электродвигателей производится из состояния покоя поочередно, часто при незагруженном механизме, то самозапуск происходит одновременно для группы ЭД большой мощности и при загруженных механизмах.

3.2. Выбег электродвигателей

При снижении напряжения сети ($U_{\text{сети}}$) или полном прекращении питания самозапускаемые двигатели начинают выбег до промежуточно-

го положения, зависящего от длительности нарушения питания и от характеристики механизма. После восстановления электроснабжения начинается разгон ЭД до нормальной частоты вращения при повышенных токах в сети, вызывающих значительное снижение $U_{\text{сети}}$. При этом пусковой и избыточный моменты самозапускаемых ЭД значительно снижаются, увеличивается длительность разгона и повышается температура обмоток ЭД.

Вопросы самозапуска должны рассматриваться комплексно с учетом как характеристик ЭД и приводного механизма, так и характеристик электросети предприятия и энергосистемы.

Выбег самозапускаемого ЭД может быть *свободным*, когда другие самозапускаемые ЭД не оказывают большого влияния на самозапуск этого ЭД, и *групповым*, когда значительно взаимное влияние самозапускаемых ЭД.

При свободном выбеге напряжение на шинах отсутствует и выбег самозапускаемых ЭД происходит по индивидуальным характеристикам. При групповом выбеге и наличии остаточного напряжения ЭД связаны общими шинами. При этом ЭД с большим запасом кинетической энергии переходят в генераторный режим работы и в них создается дополнительный тормозной момент по сравнению со свободным выбегом.

На рис. 3.3 показано изменение генерируемого напряжения в зависимости от длительности перерыва питания для АД (кривая 1), синхронных ЭД (кривая 2) и синхронных ЭД с форсировкой возбуждения (кривая 3). Из рис. 3.3 видно, что АД, особенно при форсировке возбуждения, значительно увеличивают генерируемое напряжение.

3.3. Разгон электродвигателей

При решении вопросов самозапуска ЭД необходимо знать характеристики механизмов и двигателей.

Экспериментальные исследования и опыт эксплуатации показали, что при кратковременном нарушении электроснабжения самозапуск допустим как для самих механизмов, так и для их электродвигателей.

По условиям самозапуска промышленные механизмы разделяются на две группы. Первая группа – это механизмы, момент сопротивления у которых не зависит от скорости, или так называемые механизмы с постоянным моментом. Вторая группа – это механизмы, момент сопротивления у которых зависит от скорости, или так называемые механизмы с вентиляторным моментом.

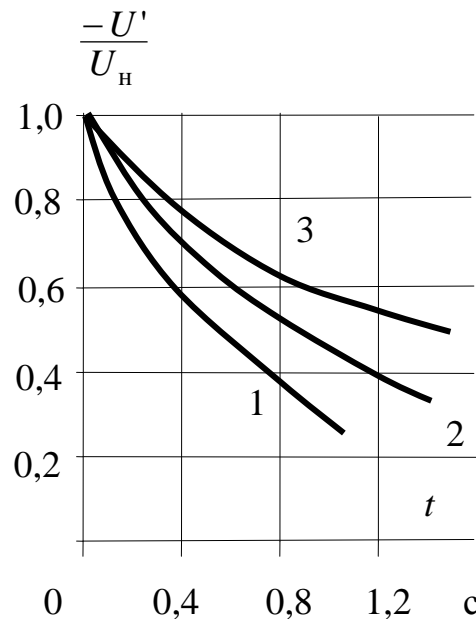


Рис. 3.3. Зависимость напряжения, генерируемого ЭД после их отключения, от времени:

1 – для АД; 2 – СД; 3 – синхронный ЭД с форсировкой возбуждения

I группа – шаровые мельницы, транспортеры, прокатные станы, конвейеры, дробилки, бумагоделательные машины, поршневые компрессоры и др. При кратковременном перерыве электроснабжения механизмы этой группы, при прочих равных условиях, быстро теряют скорость и медленно разгоняются. Для обеспечения самозапуска необходимо, чтобы электродвигатель имел момент не ниже номинального. При определении возможности самозапуска следует учитывать фактическую загрузку двигателя, имея в виду, что практически она составляет 0,8–0,9 номинальной мощности электродвигателя, а иногда и меньше.

II группа – центробежные насосы и вентиляторы, дымососы, газодувки (нагнетатели), центрифуги и др. При прочих равных условиях самозапуск для механизмов этой группы обеспечивается легче, чем для механизмов I группы.

Момент сопротивления механизма m_c характеризуется его зависимостью от частоты вращения ЭД. В общем виде для большинства вращающихся механизмов момент сопротивления, отнесенный к номинальному моменту приводного ЭД, имеет вид, описываемый выражением

$$m_c = m_{c.нач} + (m_{c.кон} - m_{c.нач})(1 - S)^p, \quad (3.1)$$

где $m_{с.нач}$ – начальный момент сопротивления, отн.ед.; $m_{с.кон}$ – момент сопротивления при полной скорости, отн.ед.; S , p – скольжение и показатель степени.

При $p = 0$ m_c не зависит от частоты вращения, т. е. является постоянным; при $p = 2$ m_c механизма изменяется пропорционально квадрату частоты вращения (вентиляторный момент). В некоторых случаях для механизмов с вентиляторным моментом сопротивления (например для насосов) $p \neq 2$. Для асинхронного ЭД пусковые характеристики указываются в каталогах или могут быть построены по приведенным в каталогах относительным значениям начального m_n и максимального m_m моментов (рис. 3.1).

Скольжение S_k , которому соответствует максимальный момент,

$$S_k = \frac{1}{m_m/m_n + \sqrt{(m_m/m_n)^2 - 1}}. \quad (3.2)$$

Для пуска на роторе явнополюсного синхронного ЭД размещается пусковая обмотка типа «беличьего колеса». ЭД запускается как АД до установившегося скольжения, после чего втягивается в синхронизм. Поэтому, кроме начального (пускового) момента m_n при $S = 1$ и максимального асинхронного момента m_m при S_k , важной величиной механической характеристики синхронного ЭД является величина входного момента $m_{вх}$, которая задается для $S = 0,05$.

Пусковая характеристика явнополюсного синхронного ЭД часто неизвестна, но ее можно построить по значениям m_n , m_m и $m_{вх}$.

Скольжение, соответствующее максимальному асинхронному моменту m_m , будет равно

$$S_k = \sqrt{\frac{m_n/m_{вх} - 0,05}{20 - m_n/m_{вх}}}, \quad (3.3)$$

а максимальный асинхронный момент

$$m_m = \frac{m_n}{2} \left(\frac{1}{S_k} + S_k \right). \quad (3.4)$$

Пример 3.1. Построить механическую характеристику синхронного ЭД по следующим данным: $P_{нд} = 1100$ кВт, $n = 167$ об/мин, $m_n = 1,5$, $m_{вх} = 1,2$.

Решение. 1. Определить скольжение по выражению (3.3)

$$S_k = \sqrt{\frac{1,5/1,2 - 0,05}{20 - 1,5/1,2}} = 0,254.$$

2. Максимальный момент – по выражению (3.4)

$$m_m = \frac{1,5}{2}(1/0,254 + 0,254) = 3,14.$$

3. По полученным значениям на рис. 3.4 построена характеристика асинхронного момента этого ЭД.

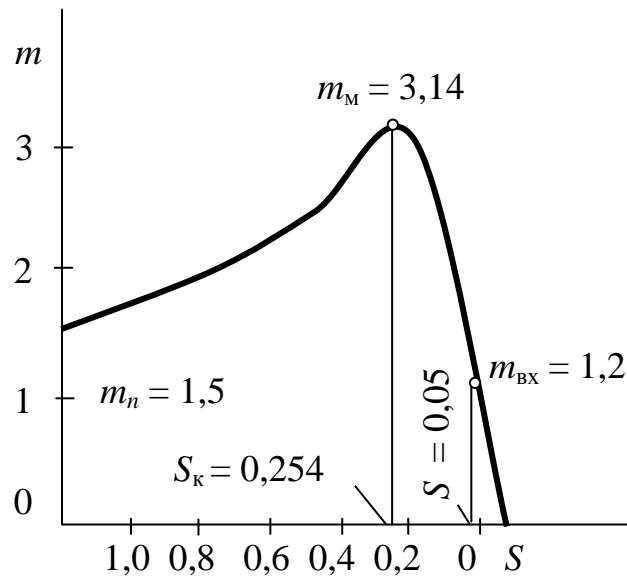


Рис. 3.4. Характеристика асинхронного момента синхронного ЭД

Изменение частоты вращения ЭД происходит под действием избыточного момента, равного

$$m_{изб} = m_n - m_c = -T_m \frac{ds}{dt}, \quad (3.5)$$

где T_m – механическая постоянная времени агрегата «двигатель-механизм», с.

Механическая постоянная определяется по выражению

$$T_m = \frac{(G D_m^2 + G D_d^2) n_c^2}{364 P_H}, \quad (3.6)$$

где $G D_m^2$, $G D_d^2$ – маховые моменты механизма и двигателя, $т \cdot м^2$; n_c – синхронная частота вращения, об/мин; P_H – номинальная мощность двигателя кВт.

В международной системе единиц СИ

$$T_m = \frac{(G D_m^2 + G D_d^2) n_c^2}{3560 P_H},$$

где $G D^2$, нм²; P_H , Вт.

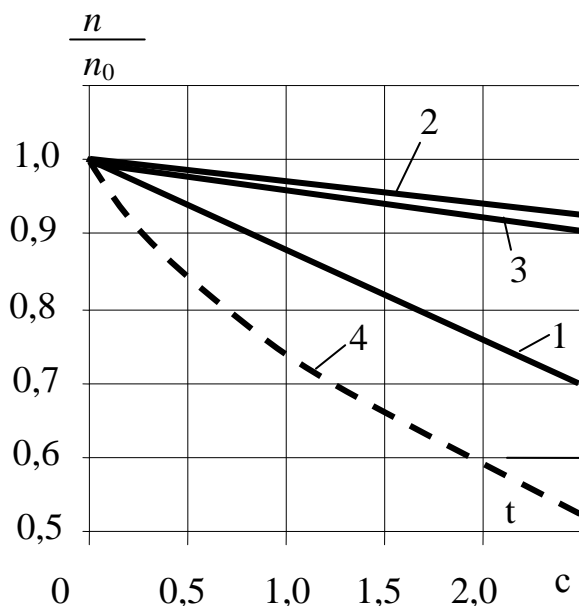


Рис. 3.5. Кривые выбега при самозапуске

На рис. 3.5 приведены кривые выбега при самозапуске вентилятора (2) ($T_m = 16,5$ с), дымососа ($T_m = 20,2$ с) и насоса ($T_m = 4,4$ с) в зависимости от величины T_m и кривой 1 их группового выбега. Из анализа кривых следует, что с увеличением T_m выбег происходит медленнее и что групповой выбег происходит по эквивалентному значению $T_{мэ}$.

В начальный период выбег происходит по прямой, независимо от момента сопротивления приводимых механизмов. Поэтому величина скольжения, до которой происходит групповой выбег самозапускаемых ЭД, определяется по выражению

$$\Delta S_{гр} = \frac{m_{с.э}}{T_{м.э}} \cdot t_э, \quad (3.7)$$

где $t_э$ – длительность выбега, равная времени перерыва электроснабжения, с; $m_{с.э}$ – эквивалентный момент сопротивления агрегатов, участвующих в самозапуске; $T_{м.э}$ – эквивалентная механическая постоянная агрегатов, участвующих в самозапуске, с.

Значения $m_{с.э}$ и $T_{м.э}$ могут быть определены по выражениям

$$m_{с.э} = K_{з.э} = \frac{m_{с.э}}{m_{н.э}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{зи} P_{hi}}{\sum_{i=1}^n P_{hi}}; \quad (3.8)$$

$$T_{m.э} = \frac{\sum_{i=1}^n (GD^2)i}{\sum_{i=1}^n P_{hi}}, \quad (3.9)$$

где P_{hi} и $K_{зи}$ – соответственно номинальная мощность любого ЭД из группы самозапускаемых и его коэффициент загрузки до отключения питания; $(GD^2)i$ – маховые моменты любого агрегата из самозапускаемых, $m \cdot \text{см}^2$.

Для определения величины скольжения, до которой в процессе выбега затормозятся отдельные самозапускаемые агрегаты, используют кривые выбега, полученные в результате испытаний. При их отсутствии пользуются расчетными кривыми выбега.

Для механизмов с постоянным моментом сопротивления кривые выбега строят по выражению

$$t_u = \frac{t_э}{T_m} = \frac{S}{m_c}, \quad (3.10)$$

где $t_э$ – время перерыва питания; m_c – момент сопротивления (отн.ед.), равный коэффициенту загрузки $K_з$ двигателя; t_u – относительное время.

Кривые выбега, построенные по выражению (3.10), для механизмов с постоянным m_c приведены на рис. 3.6, а для механизмов с вентиляторным моментом сопротивления – на рис. 3.7 по [18].

Пуск и самозапуск синхронного ЭД зависят не только от асинхронного момента, создаваемого пусковой обмоткой, но и от обратного синхронного поля обмотки возбуждения, в которой вращающимся полем статора создается однофазное пульсирующее поле ротора. Подробно об этом см. [18].

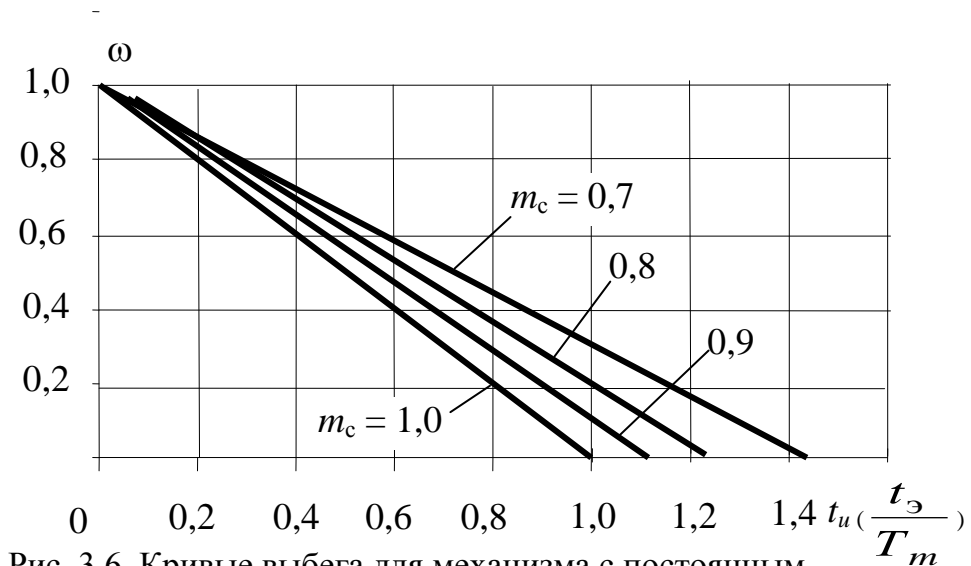


Рис. 3.6. Кривые выбега для механизма с постоянным моментом сопротивления

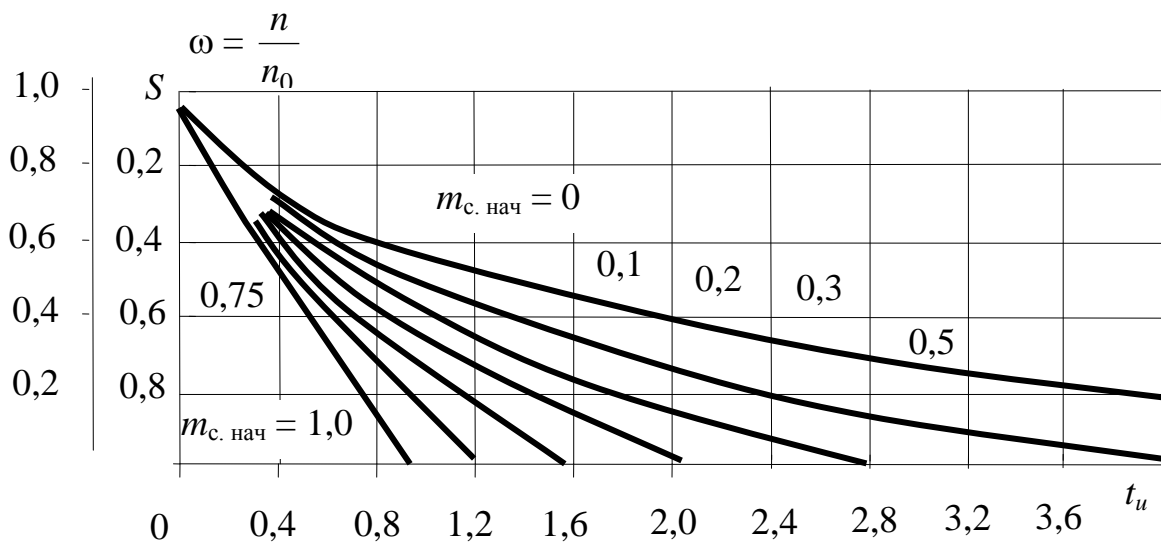


Рис. 3.7. Кривые выбега с вентиляторным моментом сопротивления

3.4. Уровни напряжения и избыточные моменты при самозапуске

Пусковой ток АД $I_{\text{пуск}}$ с короткозамкнутым ротором и СД с асинхронным пуском в 5–7 раз превышает номинальный ток двигателя $I_{\text{н.д.}}$, а в некоторых случаях $I_{\text{пуск.д.}} = (10–12)I_{\text{н.д.}}$. По мере разгона двигателя кратность $I_{\text{пуск.д.}}$ снижается (рис.3.1).

Самозапуск двигателя начинается с промежуточной частоты вра-

щения, так что кратность тока при самозапуске меньше, чем при пуске. При кратковременном исчезновении напряжения, даже при незначительном увеличении скольжения, сопротивление ЭД резко уменьшается, а кратность потребляемого из сети тока возрастает. Кривые $I_{\text{пуск.д}} = f(S)$ для мощных ЭД приводятся в каталогах. При отсутствии этих данных $I_{\text{пуск.д}} = f(S)$ определяется по выражению

$$I_{\text{пуск.д}}(S) = \frac{I_{\text{пуск.д}}}{\sqrt{1 + (S_{\kappa}/S)^2}}. \quad (3.11)$$

Напряжение на выводах ЭД в начальный момент самозапуска должно обеспечить величину пускового момента, превышающую на 0,1 момент сопротивления механизмов:

$$U'_d \geq \frac{\sqrt{m_{c(s)} + 0,1}}{m_{n(s)}}, \quad (3.12)$$

где U'_d – относительная величина напряжения на выводах ЭД; $m_{c(s)}$, $m_{n(s)}$ – моменты сопротивления механизма и пускового момента ЭД, соответствующие скольжению S , с которого начинается разгон ЭД при самозапуске.

Определив по кривым выбега или по выражению (3.10) скольжение S , до которого затормозится ЭД при выбеге, по заводским данным находится сопротивление самозапускаемых ЭД, соответствующее этому скольжению. Далее определяется эквивалентное сопротивление всех участвующих в самозащите ЭД с последовательно включенными реакторами (или без них), затем определяется общее эквивалентное сопротивление x_{Σ} , которое складывается с сопротивлением системы x_c .

Для каждого самозапуска ЭД (при однотипных ЭД – для одного на каждый тип) строят кривые механических характеристик $m'_a = f(S)$ при снижении напряжения и кривые моментов сопротивлений соответствующих механизмов $m_c = f(S)$.

Для построения механической характеристики ЭД m'_a необходимо определить напряжение питания на шинах питания ЭД в первый момент самозапуска, которое будет равно

$$U' = 1,05 \frac{x_{\Sigma}}{x_c + x_{\Sigma}}. \quad (3.13)$$

Напряжение на выводах каждого самозапускаемого ЭД с учетом сопротивления реактора будет равно

$$U'_{di} = U' \frac{x_{di}}{x_{pi} + x_{di}}. \quad (3.14)$$

В процессе самозапуска ЭД U'_{di} , в связи с увеличением x_{di} , несколько повысится, что улучшает условия самозапуска. В приближенных расчетах можно принять $x_{di} = \text{const}$.

Пусковой момент каждого ЭД самозапускаемого ЭД определяется по выражению

$$m'_{ac} = m_{ac} \cdot U'^2_{di}, \quad (3.15)$$

где m_{ac} – асинхронный момент, соответствующий скольжению при $U_{di} = 1$ (определяется по заводским данным).

Для нескольких значений скольжения, начиная от значения S , при котором начинается самозапуск (до S_n для АД и до установившегося скольжения S_y для СД), для каждого ЭД строят:

- 1) кривую сниженного за время самозапуска асинхронного момента по выражению (3.15);
- 2) кривую момента сопротивления приводимого механизма;
- 3) кривую избыточного момента как разницу между асинхронным моментом и моментом сопротивления.

Затем проверяют, достаточен ли избыточный момент, чтобы пришел в движение механизм под нагрузкой, или требуется его предварительная разгрузка.

3.5. Длительность самозапуска и нагрев обмоток двигателей

Длительность самозапуска двигателей из промежуточного или начального положения до полной скорости (для синхронных двигателей до установившегося скольжения S_y) проще всего определять графоаналитическим путем. Для этого характеристика избыточного момента разбивается на участки, в пределах которых изменение моментов происходит по прямой, и время разгона агрегата определяется по формуле

$$t'_n = -T_m \left[\frac{\Delta s_1}{m_{из1}} + \frac{\Delta s_2}{m_{из2}} + \dots + \frac{\Delta s_i}{m_{изi}} \right], \text{с}, \quad (3.16)$$

где Δs – изменение скольжения на отдельных участках (при разгоне от-

рицательно, при выбеге положительно); $m_{из1}, \dots, m_{изи}$ – средние значения избыточных моментов на этих участках (при разгоне положительны, при выбеге отрицательны). Для большей точности расчета интервалы Δs в области резкого изменения избыточного момента необходимо выбирать меньшей величины.

Длительность самозапуска трехфазных двигателей с нагруженными механизмами часто оказывается выше, чем при нормальном пуске. Поэтому необходимо по длительности разгона агрегата t'_n определить дополнительный нагрев обмотки статора двигателя по выражению

$$\Delta\tau = \frac{j_{сн}(i_n^2 - 1)}{150} t'_n, \text{ с}, \quad (3.17)$$

где $j_{сн}$ – плотность тока пусковой обмотки при нормальном режиме, А/мм² (ориентировочно $j_{сн} = 4\text{--}5$ А/мм²).

Поскольку самозапуск происходит редко, допустимым считается дополнительный нагрев до 135 °С.

Перегрев пусковой обмотки синхронного двигателя за время самозапуска (без учета отвода тепла) можно определить по формуле

$$\Delta\tau = \frac{T_{мрн}}{2cG} \frac{t'_n}{t_{н.х}} \approx 1,3 \frac{T_{мрн}}{G} \frac{t'_n}{t_{н.х}}, \quad (3.18)$$

где c – удельная теплоемкость, равная для латуни и меди 0,39 (Вт·с)/°С; $t_{н.х}$ – длительность пуска двигателя, работающего вхолостую, определяется также по формуле (3.16), но при $m_c = 0$; G – масса пусковой обмотки ротора, кг.

У синхронных двигателей с массивной бочкой ротора или массивным башмаком (без токовой обмотки) температура нагрева поверхностного слоя за время самозапуска не должна превышать 200 °С, а массивного башмака – 300 °С.

Среднюю температуру нагрева поверхности бочки ротора за время самозапуска определяют по удельным потерям в поверхности зубцов

$$\Delta P_o = \frac{m_n P_n U_{д}^2}{F_3}, \text{ кВт/м}^2, \quad (3.19)$$

где $F_3 = 0,65 \pi dl$ – поверхность бочки ротора по зубцам, м² (d, l – диаметр и длина бочки ротора, м; 0,65 – коэффициент, учитывающий уменьшение поверхности за счет зубцов).

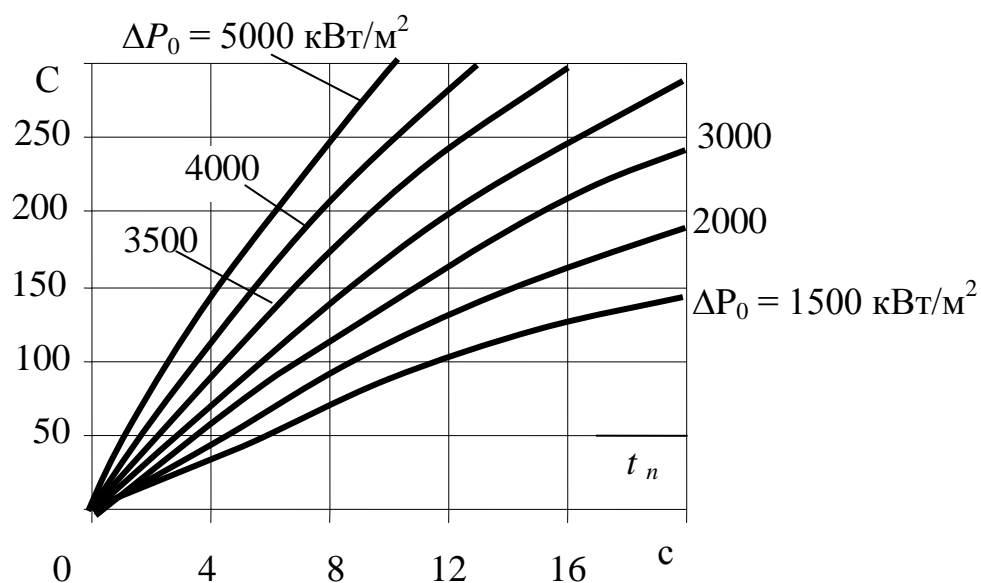


Рис. 3.8. Зависимость температуры бочки ротора от продолжительности пуска, самозапуска и величины удельных потерь в неподвижном роторе

На рис. 3.8 нанесены кривые повышения температуры бочки ротора в зависимости от продолжительности самозапуска и величины удельных потерь в неподвижном роторе.

3.6. Токи включения при самозапуске двигателей

При перерыве питания самозапускаемые ЭД развивают на шинах присоединения остаточную ЭДС. В начале самозапуска, при восстановлении $U_{\text{сети}}$, это напряжение и ЭДС E_d'' могут оказаться в противофазе, так что вектор периодической составляющей тока будет

$$I'' = \frac{U_{\text{сет}} + E_d''}{x_{\text{э.сум}} + x_c}. \quad (3.20)$$

У АД E_d'' меньше, чем у СД, так что I'' примерно равен пусковому току. Поэтому расчет токов самозапуска АД не требуется.

При самозапуске СД E_d'' зависит от системы возбуждения, моментов сопротивления выбегаемых механизмов; свободный или групповой выбег; от вида повреждения сети. При несинхронном включении СД, т. е. в случае, когда $U_{\text{сети}}$ и E_d'' находятся в противофазе, а $E_d'' \geq U_{\text{сети}}$, ток включения I'' при малом сопротивлении сети может

быть в 2 раза больше пускового.

Развиваемый при несинхронном включении вращающий момент не должен вызывать повреждения ЭД. Наибольший момент m_m возникает, когда угол между $U_{\text{сети}}$ и E_d'' составляет $105-135^\circ$. Тогда при $E_d'' \geq 0,5$ максимальный момент двигателя m_m определяется по выражению

$$m_m = \{0,97 E_{d,\text{пр}}''^2 [\frac{1}{x_d''} e^{-1,83/\tau_a} + (\frac{1}{x_d''} - \frac{1}{x_d'})^{-1,85/A} +$$

$$+ U E_{d,\text{пр}}''/x_d'' (0,7 e^{-1,83/\tau_d''} + 0,87 e^{-1,83/A})\} \frac{S_n}{P_n}, \quad (3.21)$$

где $A = \frac{\tau_d'' \cdot \tau_a}{\tau_d'' \cdot \tau_a}$; τ_d'' – постоянная времени сверхпереходной составляющей тока (по продольной оси), рад.; τ_a – постоянная времени апериодической составляющей тока статора, рад.; x_d'' , x_d' – сверхпереходное и переходное индуктивное сопротивление ЭД по продольной оси; $E_d'' = E_d'' \omega_0 / \omega$ – приведенная ЭДС ЭД, т. е. пересчитанная на синхронную скорость.

По опыту эксплуатации при быстрых отключениях КЗ для СД мощностью до 2000 кВт предельно допустимыми являются моменты, превышающие момент КЗ в 1,5 раза [18].

3.7. Ресинхронизация СД и проверка ее успешности

Если при самозапуске СД используется схема ресинхронизации (перед самозапуском снято возбуждение и СД переведен в асинхронный режим), то расчета тока включения не требуется, так как при выбеге E_d'' быстро снижается. Повторная подача возбуждения производится, когда напряжение на выводах СД снизится до $U_{\text{ост}} = 0,5 U_{\text{ном.д.}}$. По времени это будет 1–2 с.

Время перерыва питания t , в течение которого двигатель не выпадает из синхронизма, определяется по выражению

$$t_3 \leq 0,06 \frac{\sqrt{T_m(m_m - 0,6m_c)}}{m_c}. \quad (3.22)$$

Под действием $m_{изб}$ СД разгоняется до установившегося в асинхронном режиме скольжения S_y . Среднее значение $S_{кр}$, с которого после подачи напряжения возбуждения под действием входного момента обеспечивается вхождение СД в синхронизм, определяется по выражению

$$S_{кр} = 0,06 \sqrt{\frac{m_m}{T_m} \cdot i_B}, \quad (3.23)$$

где i_B – кратность тока возбуждения при ресинхронизации (при отсутствии форсировки возбуждения $i_B = 1$).

Рассмотрим вопрос об определении допустимой суммарной мощности ЭД в режиме самозапуска. При этом учитывается, что в системе ЭСПП будут иметь место следующие условия:

- ЭП предприятий питаются от системы бесконечной мощности и отделены от нее реактивностью реактора или трансформатора;
- мощность генераторов электростанций предприятия невелика и соизмерима с мощностью отдельных ЭД ответственных механизмов.

3.8. Самозапуск асинхронных ЭД при питании их от системы бесконечной мощности, подключенных через трансформаторы или реакторы

Самозапуск АД, приводящих в движение механизмы с постоянным моментом сопротивления

Для определения мощности двигателей, которые могут быть оставлены для работы в режиме самозапуска, необходимо иметь данные о моменте сопротивления механизма m_c в зависимости от скольжения, кривые выбега (рис. 3.7, 3.9), т. е. изменение скорости или скольжения ЭД во времени, и кривые изменения вращающегося момента $m_{вр}$ и пускового тока в зависимости от скольжения (рис. 3.10).

Порядок расчета

1. Определяется отношение

$$t_n = t / T_a,$$

где t_n – относительное время пуска, t – промежуток времени, через который происходит отключение КЗ; T_a – механическая постоянная агрегата по (3.6).

2. По кривым выбега (рис. 3.9) через $v = \frac{n}{n_c}$ определяется сколь-

жение $s(s = 1 - v)$, которое будет иметь ЭД через время $t_{\text{п}}$.

3. По кривой зависимости пускового тока от скольжения (рис.3.10) определяется кратность пускового тока $K_{\text{пуск}} = \frac{I_{\text{пуск}}}{I_{\text{н.э}}}$.

4. Определяются сопротивления двигателя:

- сопротивление одного ЭД

$$Z_{\text{д.1}} = U_{\text{н.д}} / \sqrt{3} I_{\text{пуск}},$$

- сопротивление группы ЭД (определяется через проводимость)

$$\frac{1}{Z_{\text{д.сум}}} = \frac{1}{Z_{\text{д1}}} + \frac{1}{Z_{\text{д2}}} + \dots \frac{1}{Z_{\text{д.посл}}}.$$

5. Определяется остаточное напряжение на ЭД при самозапуске:

$$U'_{\text{ост}} \% = \frac{U_{\text{ост}}}{U_{\text{н.д}}} \cdot 100 \%;$$

$$U_{\text{ост}} = \frac{U'_{\text{расч}} \cdot Z_{\text{д.сум}}}{Z_{\text{д.сум}} + x_1};$$

$$U'_{\text{расч}} = U_{\text{расч}} \cdot K_v,$$

где $U_{\text{ост}}$ – остаточное напряжение на ЭД, В; $U_{\text{н.д}}$ – номинальное напряжение ЭД, В; $U_{\text{расч}}$ – расчетное напряжение, В; $U'_{\text{расч}}$ – приведенное значение расчетного напряжения (при питании через реактор $U_{\text{расч}} = U'_{\text{расч}}$); $Z_{\text{д}\Sigma}$ – сопротивление всей группы ЭД; x_1 – сопротивление трансформатора или реактора; K_v – коэффициент трансформации трансформатора.

Для упрощения расчета полное сопротивление заторможенных ЭД складывается с реактивным сопротивлением трансформатора или ректора.

6. По рис. 3.10 определяется вращающий момент ЭД при напряжении $U_{\text{ост}}$ и скольжении S .

Если $m_{\text{вр}}$ ЭД меньше m_c , то самозапуск невозможен, и ЭД начинает снижать скорость.

Для обеспечения самозапуска неответственных ЭД часть из них

должна быть отключена.

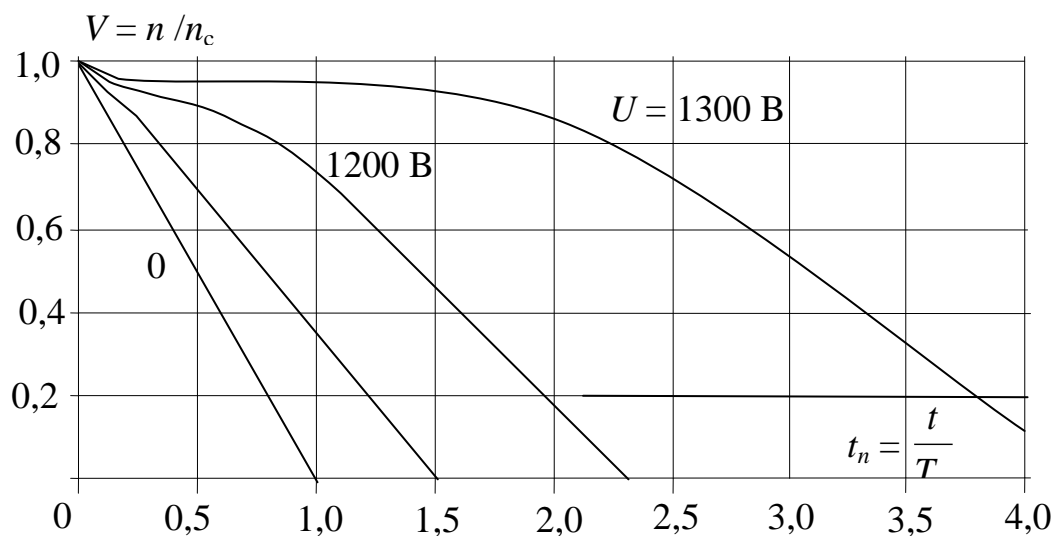


Рис. 3.9. Кривые выбега при различных значениях напряжения U для ЭД с постоянным моментом сопротивления ($m_c = 1$).

Примечание: для каждого ЭД берутся свои кривые выбега (на рис. 3.9 приведены только для примера)

Пример 3.2. Рассчитать возможность самозапуска семи асинхронных ЭД мощностью по 500 кВт, 3000 В, $I_n = 114$ А после отключения КЗ через 1 с, $T_a = 5$ секунд. ЭД питаются от шин бесконечной мощности системы через трансформатор 5600 кВА; 10,5/3,3 кВ; $U_k = 10,5\%$ и приводят в движение механизмы с постоянным моментом сопротивления. Напряжение при КЗ принимается равным нулю.

1. Определяется относительное время пуска

$$t_{\pi} = 1/5 = 0,2.$$

2. По кривой рис. 3.9 находится скольжение ЭД к моменту отключения КЗ: $t_{\pi} = 0,2$ и $U = 0$; $S \approx 0,2$.

3. По кривой рис.3.10 оценивается кратность $I_{\text{пуск}}$ для $S = 0,2$:

$$K_{\text{пуск}} = 3,45.$$

4. Рассчитывается сопротивление всех ЭД:

$$Z_{\text{д.сум}} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 3,45 \cdot 114 \cdot 7} = 0,635 \text{ Ом.}$$

5. Находится сопротивление трансформатора

$$x_{\text{тр}} = \frac{U_k \%}{100} \frac{U_n^2}{S_{\text{н.т}}} = \frac{10,5}{100} \frac{3,3^2}{5,6} = 0,209 \text{ Ом.}$$

5. Определяется расчетное напряжение, приведенное к низшей стороне трансформатора,

$$U'_{\text{расч}} = U_{\text{расч}} \frac{3,3}{10,5} = 10,5 \cdot \frac{3,3}{10,5} = 3,3 \text{ кВ.}$$

6. Оценивается остаточное напряжение на зажимах ЭД

$$U_{\text{ост}} = 3,3 \frac{0,635}{0,635 + 0,209} = 2,48 \text{ кВ,}$$

$$U_{\text{ост}} \% = \frac{2,48 \cdot 100}{3} = 82 \%.$$

Из рис. 3.10 видно, что при $U_{\text{ост}} = 0,82 U_{\text{н.д}}$ и скольжении 0,2 самозапуск ЭД будет обеспечен, так как момент двигателя больше момента сопротивления механизма.

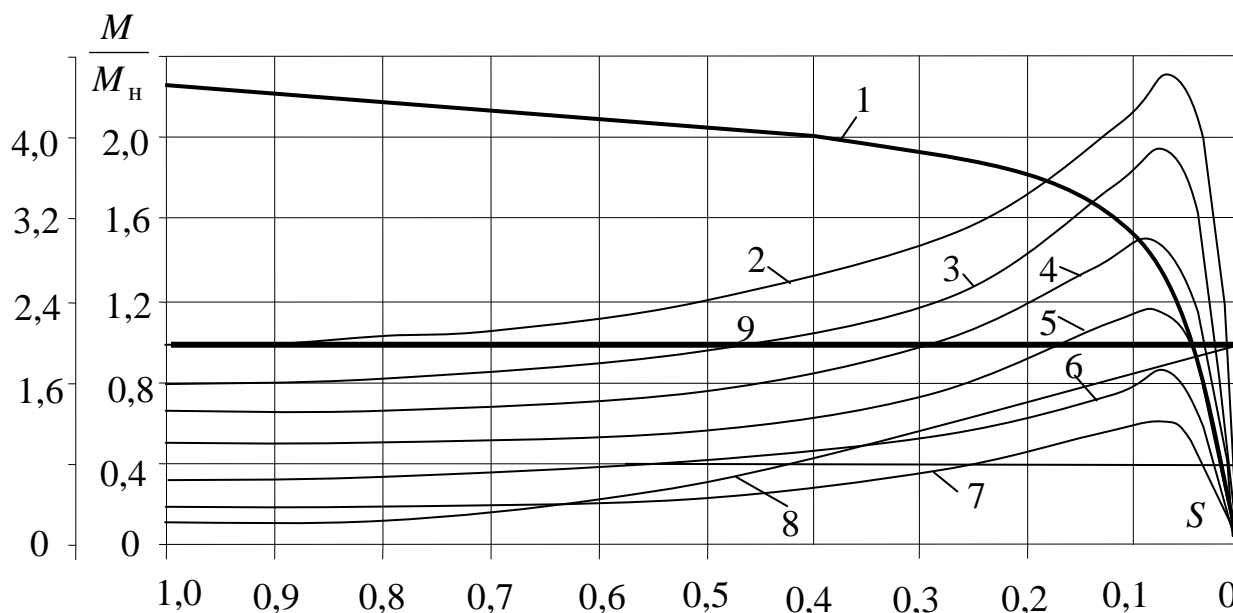


Рис. 3.10. Кривые вращающего момента и пускового тока ЭД:

- 1 — пусковой ток при напряжении 100 %;
- 2 — момент двигателя при напряжении 100 %;
- 3 — момент двигателя при напряжении 90 %;
- 4 — момент двигателя при напряжении 80 %;
- 5 — момент двигателя при напряжении 70 %;
- 6 — момент двигателя при напряжении 60 %;
- 7 — момент двигателя при напряжении 50 %;
- 8 — момент сопротивления вентильного типа;
- 9 — постоянный момент сопротивления

Самозапуск ЭД, приводящих в движение механизмы с вентильным моментом сопротивления

Большинство ответственных ЭП собственных нужд электростанций представляют насосы, вентиляторы и так далее, имеющие момент

сопротивления вентиляторного типа, изменяющийся по закону

$$m_c = 0,15 + 0,85(1-S)^2. \quad (3.24)$$

Для определения минимального значения напряжения, обеспечивающего самозапуск ЭД, необходимо иметь кривые вращающего момента ЭД при разных значениях напряжения и кривые момента сопротивления m_c в зависимости от скольжения S .

Если эти ЭД питаются от системы неограниченно большой мощности через трансформатор или реактор, то для обеспечения самозапуска ЭД, как видно из рис. 3.11, достаточно соблюдать условие

$$\frac{U_{\text{ост}}^2 \vartheta_H}{K_H} \geq 1, \quad (3.25)$$

где $U_{\text{ост}}$ – остаточное напряжение в относительных единицах на шинах, к которым подключены ЭД, при КЗ за трансформатором или реактором;

$\vartheta_H = \frac{m_{\text{max}}}{m_H}$ – отношение моментов максимального к минимальному при номинальном напряжении; K_H – коэффициент загрузки ЭД.

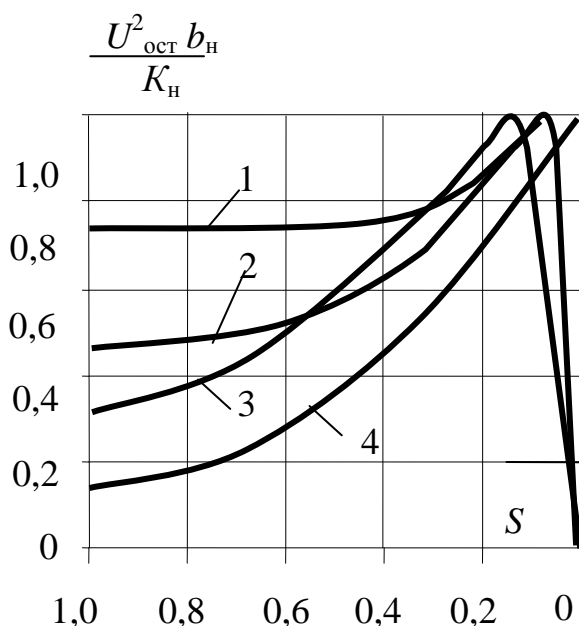


Рис. 3.11. Зависимость вращающего момента для различных типов ЭД (1,2,3) и момента сопротивления вентиляторного типа (4) от скольжения

По кривым рис. 3.12 находим отношение допустимой пусковой мощности к $S_{н.тр}$ (принимая $S_{н.тр} = S_{баз}$) при определенном значении $x_{тр}$

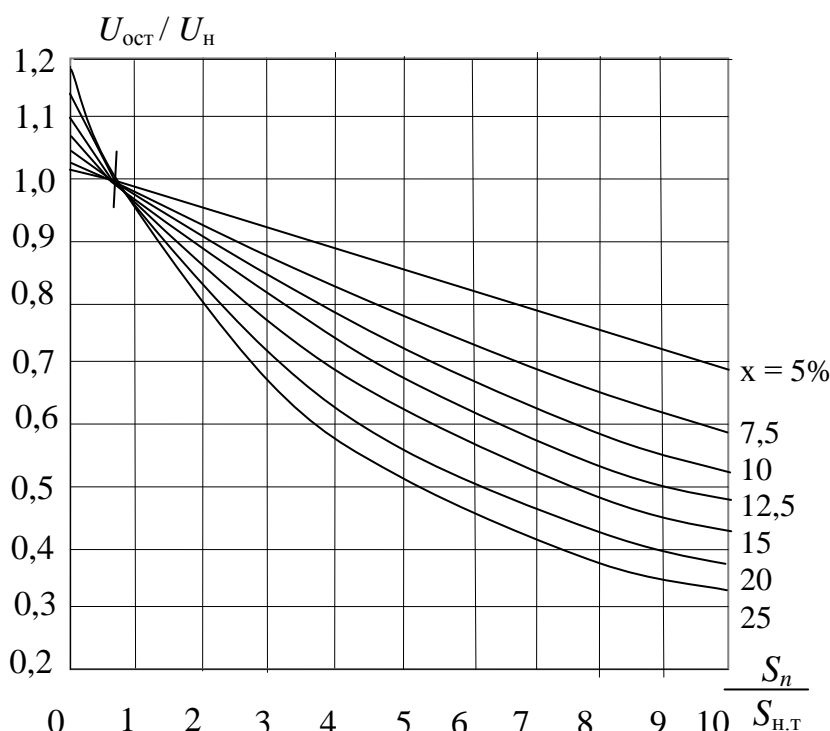


Рис. 3.12. Кратность пусковой мощности ЭД к $S_{н.т}$ в режиме самозапуска при различных значениях реактивного сопротивления трансформатора или реактора, отделяющего шины от энергосистемы (или реактора при его установке) и $U_{ост}$:

$$c = \frac{S_{пуск}}{S_{н.тр}} = \frac{S_{пуск}}{S_{баз}}. \quad (3.26)$$

Номинальная мощность неотключенных ЭД по условию самозапуска составит

$$P_{с.з} = c S_{н.тр} \frac{\eta_d \cdot \cos \varphi_{д.н}}{K_{пуск}}, \quad (3.27)$$

где $\cos \varphi_{д.н}$ – коэффициент мощности ЭД; $K_{пуск}$ – кратность пускового тока ЭД.

Пример 3.3. Определить суммарную мощность неотключенных ЭД при самозапуске от трансформатора $S_{н.т} = 7500$ кВА; $x_{тр} = 10,5$ %; $K_{пуск} = 5$ и $U_{ост} = 0,7U_H$; $\cos \varphi_{д.н} \cdot \eta_d = 0,85$.

По кривым рис. 3.12 находится для $x_{тр} = 10,5 \%$ и $U_{ост} = 0,7U_H$ величина $c = 5,6$. Тогда по выражению (3.27) будем иметь

$$P_{с.з} = 7500 \cdot 5,6 \frac{0,85}{5} = 7100 \text{ кВт.}$$

3.9. Самозапуск асинхронных ЭД при питании их от генераторов электростанций промышленных предприятий

Случай питания ЭД от генераторов предприятия довольно редкий, поэтому здесь будет изложен порядок расчета при питании электродвигателей от одного генератора.

Определение допустимой суммарной мощности неотключаемых ЭД по условию самозапуска присоединенных к генератору без устройства АРН и работающему с полной нагрузкой

1. По кривой выбега (рис. 3.9) $t_{п} = \frac{t}{T}$ определяем скольжение S к концу выдержки времени защиты минимального напряжения.

2. Из кривых 1 и 2 (рис. 3.13) по найденному скольжению S и характеру момента сопротивления механизмов определяем минимальное допустимое напряжение самозапуска $U_{с.з}$ в долях U_H , для надежного са-

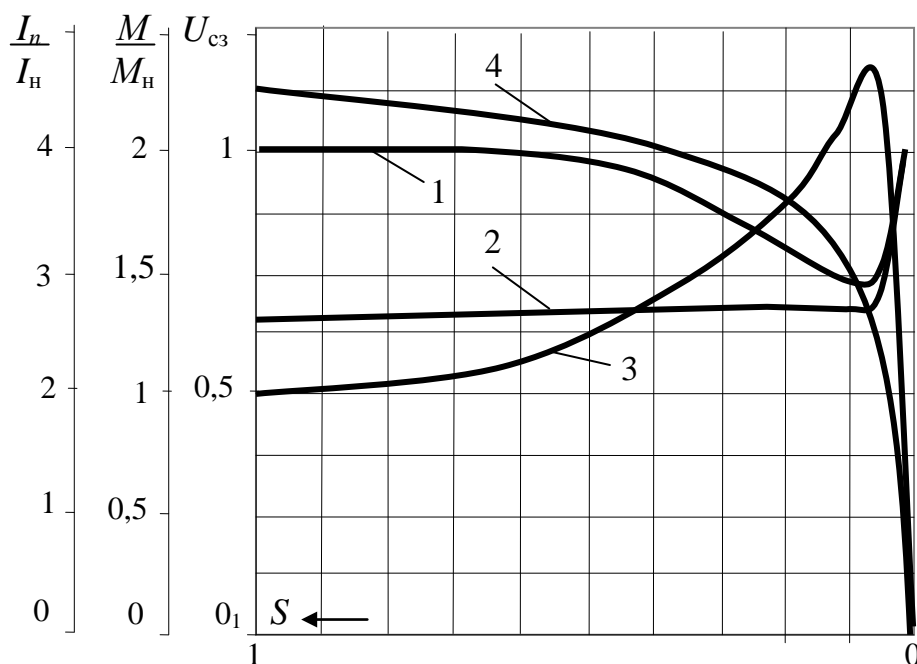


Рис. 3.13. Зависимость минимально допустимого напряжения самозапуска $U_{с.з}$

от скольжения в момент восстановления питания:

1 – при постоянном моменте сопротивления; 2 – при вентиляторном моменте сопротивления; 3 – механическая характеристика, на базе которой определены кривые 1 и

мозапуска момент ЭД должен быть не менее чем на 10 % больше момента сопротивления механизма (в кривых 1 и 2 это требование учтено).

3. Определяем суммарную номинальную мощность ЭД $P_{с.з.}$, которую можно оставить присоединенной по условиям самозапуска:

$$P_{с.з.} = 0,76 \frac{1 - U_{с.з.}}{U_{с.з.}} \cdot \frac{S_{\Gamma}}{x'_{\Gamma} \cdot K_{\text{пуск}}}, \text{ кВт}, \quad (3.28)$$

где S_{Γ} – номинальная мощность генератора, кВА; x'_{Γ} – переходное сопротивление генератора, отнесенное к его номинальной мощности (для турбогенераторов $x'_{\Gamma} = 0,21$); $K_{\text{пуск}}$ – кратность пускового тока двигателей.

В случае генераторов без АРН, работающих с полной нагрузкой, суммарная мощность неотключаемых ЭД по условию самозапуска определяется по выражению

$$P_{с.з.} = \frac{0,85cS}{K_{\text{пуск}}}, \quad (3.29)$$

где S_{Γ} – номинальная мощность генератора, кВА; c – кратность мощности самозапуска по кривым рис. 3.14, определяемая по необходимому направлению самозапуска и степени форсировки возбуждения; $K_{\text{пуск}}$ – кратность пускового тока двигателей.

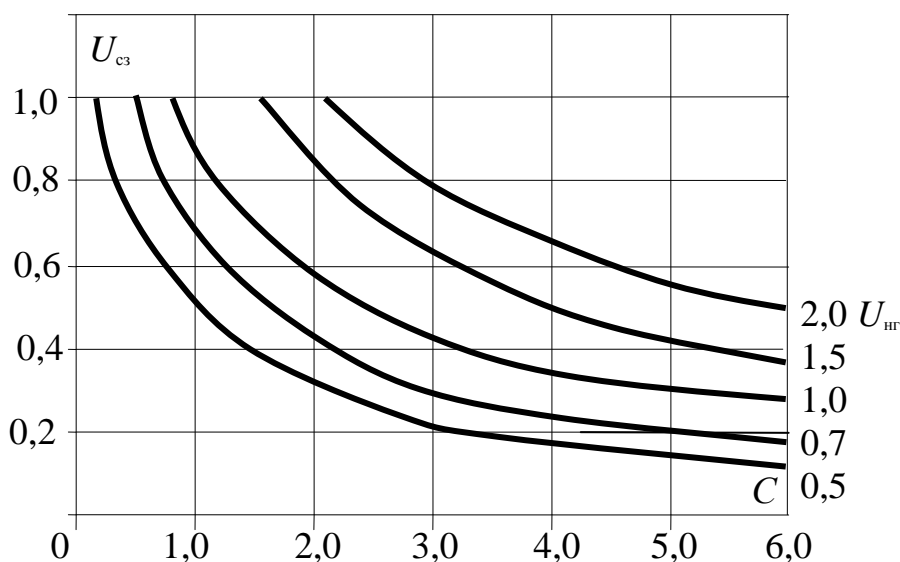


Рис. 3.14. Напряжение генератора $U_{нг}$ при установившемся режиме в зависимости от кратности пусковой мощности C при различной форсировке возбуждения

3.10. Самозапуск синхронных двигателей

Особенности самозапуска синхронных ЭД [33]

Самозапуск СД отличается от самозапуска АД. Необходимо учитывать, что асинхронные характеристики СД часто не удовлетворяют требованиям самозапуска. Это объясняется двумя причинами:

1. Многие СД имеют сравнительно небольшой входной момент, не предусматривающий пуска СД под нагрузкой.

2. В момент самозапуска обмотка возбуждения включена на возбудитель – глухое подключение, вследствие чего из-за уменьшения активного сопротивления в цепи возбуждения и тормозного момента, вызываемого током возбуждения, снижается асинхронный момент.

Наибольшее снижение асинхронного момента происходит при скольжении около 0,1 и составляет порядка 30–40 % момента при обмотке возбуждения, замкнутой на разрядное сопротивление. Так как самозапуск, как правило, происходит под нагрузкой и в это время напряжение у ЭД ниже номинального, в ряде случаев, если за время действия АВР ЭД успевает выйти из синхронизма, самозапуск вообще невозможен.

Необходимо учитывать и то, что возбужденные СД во время перерыва питания переходят в генераторный режим. При восстановлении питания средства АВР не обеспечивают синхронного включения ЭД в сеть.

При решении вопроса об опасности несинхронного включения следует учитывать число включаемых двигателей (один или группа СД). При включении одного СД, мощность которого много меньше мощности системы, величина тока и механические усилия, действующие на обмотку, могут представлять опасность для данного СД. Во втором случае значение переходного тока при несинхронном включении будет меньше, чем в первом случае, так как увеличивается сопротивление элементов сети – генераторов, трансформаторов, линии, реакторов и так далее. Кроме того, значение переходного тока в момент подачи напряжения после перерыва снижает наличие АД, включенных параллельно синхронному ЭД.

Определение асинхронного момента при самозапуске СД при глухом подключении возбудителя

Известно, что к моменту начала самозапуска синхронных ЭД их обмотки возбуждения оказываются подключенными к возбудителю (глухое подключение) и асинхронный момент при этом снижается. Так как он невелик для некоторых СД, то при самозапуске важно определить, насколько в отдельных случаях он снизится.

При самозапуске СД с глухим подключением возбудителя наиболее тяжелым моментом характеристики является зона при $S = 0,02-0,08$. Если в этой зоне самозапуск будет обеспечен, то в большинстве случаев он будет обеспечиваться по условию необходимого момента и при других скольжениях.

Определение номинальной, предельно допустимой мощности по условию самозапуска синхронных ЭД

$S_{н.д.пр}$ определяется по следующему выражению:

$$S_{н.д.пр} = \frac{\left[\left(\frac{U_1}{U_{пн}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{x_c + x_{тр}} - \frac{S_{нагр}}{S_6} \cdot \frac{U_1^2}{U_{пнаг}^2} \right] \cdot \frac{U_n \cdot x_d''}{U_1}}{\frac{U_{пн} \cdot U_1}{U_{н.д} \cdot U_{д.п}}}, \quad (3.30)$$

где $S_6 = S_{н.тр}$; U_1 – напряжение источника питания; $U_{пн}$ – напряжение на шинах, к которым подключены СД в момент пуска; $U_{пнаг}$ – напряжение на шинах, к которым подключены СД при нормальной нагрузке; $U_{н.д}$ – номинальное напряжение СД; U_n – напряжение на синхронных ЭД в момент пуска; x_d'' – сверхпереходное сопротивление СД, приведенное к $S_{н.д}$ и $U_{н.д}$; $x_c + x_{тр}$ – сопротивление системы трансформатора, приведенное к базисной мощности.

Эта формула выведена при условии, что $\cos \varphi_{нагр} \approx 0$ и $\cos \varphi_{11} \approx 0$, так как влияние $\cos \varphi$ начинает практически сказываться при его значении 0,75 и выше.

При самозапуске синхронных машин также могут иметь место указанные выше допущения. В формуле при этом переменной окажется U_n , т. е. в данном случае напряжение самозапуска $U_{с.з.}$; остальные же величины будут практически неизменными. Поэтому приближенно можно определить предельно допустимую мощность синхронных машин по условиям самозапуска, пользуясь этой формулой и заменяя величину U_n на $U_{с.з.}$ и $S_{н.д}$ – на $S_{с.з.д.н.}$.

На основании этой формулы на рис. 3.15 построена кривая

$$\frac{U_{с.з.}}{U_{н.д}} = f\left(\frac{S_{с.з.д.н.}}{S_6}\right)$$

для следующих данных:

$$U_1 = 1,05 U_{11H1H}; \quad \frac{U_{11c1c}}{U_{11H1H}} = 0,9; \quad U_{11H1H} = U_{н.д}; \quad x_d'' = 0,2;$$

$$x_c + x_{тр} = 0,1 \quad \text{и} \quad x_c + x_{тр} = 0,12; \quad U_{с.з} = (0,3 - 0,8) U_{н.д}.$$

Характер кривой объясняется тем, что чем глубже снижение напряжения, тем большую мощность неответственных механизмов следует отключить по условию самозапуска синхронных машин ответственных механизмов.

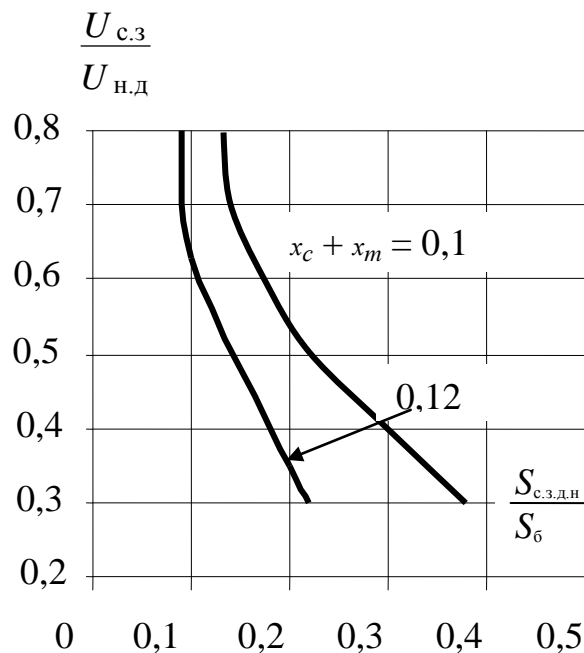


Рис. 3.15. Кривая $\frac{U_{с.з}}{U_{н.д}} = f\left(\frac{S_{с.з.д.н}}{S_б}\right)$

3.11. Условия обеспечения самозапуска двигателей

Проектирование отдельных элементов системы электроснабжения должно вестись с учетом обеспечения наиболее благоприятных условий для самозапуска в рамках технико-экономической целесообразности. Для создания этих условий можно рекомендовать следующие мероприятия:

1. Широкое применение СД с использованием форсировки возбуждения для повышения уровня напряжения во время самозапуска.

2. Секционирование основных распределительных устройств для уменьшения общей мощности электродвигателей, одновременно участвующих в самозапуске.

3. Уменьшение индуктивных сопротивлений в питающих сетях.

4. Блочный принцип питания отдельных технологических потоков. При этом представляется возможным производить разгрузку данного цеха, не нарушая производства в целом.

5. Устройство автоматического включения резервного питания должно увязываться с самозапуском. Если не удастся обеспечить самозапуск всех электродвигателей, то должно быть предусмотрено отключение части нагрузки.

Обеспечение самозапуска во многом зависит также и от правильной организации релейной защиты.

Для обеспечения самозапуска к релейной защите и автоматике предъявляются следующие требования:

- Минимальное время отключения при КЗ в отдельных участках сети. В отдельных случаях в целях сокращения времени действия защиты при КЗ можно допустить неселективное ее действие, если эта неселективность может исправляться средствами сетевой автоматики (АПВ или АВР).

- Во избежание ложных отключений защита должна отстраиваться от токов самозапуска. Отстройка должна проверяться по току и по времени.

- Защита минимального напряжения для электродвигателей, участвующих в самозапуске, должна иметь выдержку времени 2–10 с. Для электродвигателей, подлежащих отключению во время самозапуска, выдержка времени принимается порядка 0,5 с.

- Сокращение времени действия сетевой автоматики. Доведение времени действия АВР до 0,5 с значительно облегчает условия самозапуска.

В Приложении 2 приведен пример расчета самозапуска синхронных двигателей.

Вопросы и задания для самопроверки

1. Дайте определение понятию «самозапуск ЭД».
2. Назовите основные отличия процесса самозапуска пуска.
3. Что такое выбег ЭД, отличие по этой характеристике СД от АД?
4. Перечислите различия механизмов по условиям самозапуска.
5. Укажите способы пуска СД.
6. Каковы условия успешности самозапуска ЭД?

7. Каков порядок осуществления самозапуска?
8. Токи включения при самозапуске.
9. Отличия в процессах самозапуска АД, приводящих в движение механизмы с различными характеристиками момента сопротивления.
10. Условие успешности самозапуска АД, питающегося от системы неограниченной мощности через трансформатор или реактор.
11. Какова допустимая суммарная мощность неотключаемых АД по условию самозапуска от генератора собственной ТЭЦ?
12. Особенности самозапуска СД в сравнении с самозапуском АД.
13. Основные требования к автоматике и релейной защите для обеспечения самозапуска ЭД.
14. Основные требования к схеме питания ЭД для облегчения их самозапуска.

4. СПОСОБЫ И СРЕДСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1. Основные положения

Регулирование напряжения – это процесс изменения его уровней в характерных точках системы электроснабжения с помощью специальных средств.

По ПУЭ [24] вся сеть от центра питания (ЦП) до электроприемников (ЭП) должна быть проверена на допустимые отклонения напряжения с учетом режима напряжения на шинах ЦП. В том случае, если отклонение напряжения не укладывается в пределы, заданные ГОСТ 13109–97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», необходимо предусмотреть в сетях соответствующие технические мероприятия по регулированию напряжения.

Следует различать понятия «отклонения напряжения» и «колебания напряжения». Отклонениями напряжения называются медленно протекающие изменения напряжения, возникающие из-за изменения режима работы ЦП или нагрузки. Колебаниями напряжения называются кратковременные изменения напряжения, возникающие при нарушениях нормального режима работы, например: при включении мощного ЭД, при КЗ и т. д. Колебания напряжения оцениваются размахом изменения напряжения $\delta U_t = (U_{\max} - U_{\min})/U_{\text{ном}}$, частотой $F = m/T$ изменения напряжения, где m – количество изменений напряжения со скоростью более 1 % за время $T = 1$ с, и дозой фликера – мера восприимчивости человека к воздействию фликера за установленный промежуток времени. Фликер – субъективное восприятие человеком колебаний светового потока ламп, вызванных колебаниями напряжения.

Отклонение напряжения ΔU сети представляет собой разность между фактическим U_c и номинальным U_n напряжениями, выраженное в процентах:

$$\Delta U = (U_c - U_n) \cdot 100/U_n.$$

Отклонения напряжения будут положительными при $U_c > U_n$ и отрицательными при $U_c < U_n$.

4.2. Способы и средства регулирования напряжения

Необходимость проведения мероприятий по улучшению показателей качества напряжения в сетях систем электроснабжения есть свидетельство неудачного построения системы ЭСПП. Если радикальная

перестройка системы ЭСПП невозможна, то для создания необходимых уровней напряжения у ЭП применяются различные способы и средства регулирования напряжения. Их анализ удобнее всего провести из рассмотрения выражения (4.1), определяющего напряжение у ЭП U_2 при напряжении источника питания U_1 , добавочного напряжения $U_{доб}$, создаваемого регулируемыми устройствами, и потери напряжения, обусловленной нагрузкой потребителя активной P_m и реактивной Q_m , активным сопротивлением сети R , реактивным X_L , X_C и наличием у потребителя компенсирующих устройств мощностью Q_k :

$$U_2 = U_1 \pm U_{доб} - [P_m R + (Q_m - Q_k)(X_L - X_C)] / U_n. \quad (4.1)$$

Из анализа выражения (4.1) следует, что, воздействуя на тот или иной член формулы, достигается регулирование напряжения. На практике применяются следующие способы регулирования и воздействия на параметры системы и режимы сети:

1. **Регулирование напряжения в центрах питания (ЦП)**, в том числе регулирование напряжения генераторов при наличии собственной ТЭЦ. При полной нагрузке и номинальном коэффициенте мощности напряжение генераторов U_g может регулироваться в пределах 5 % $U_{н.г.}$, учитывая при этом условия устойчивости генераторов и обеспечения самозапуска ЭД собственных нужд.

2. **Изменение коэффициентов трансформации трансформаторов.** Трансформаторы ГПП и ПГВ, как правило, снабжаются устройством автоматического регулирования напряжения под нагрузкой (АРПН). РУ 6–10 кВ в этом случае являются центром питания (ЦП) точки централизованного регулирования напряжения. Пределы регулирования напряжения с помощью АРПН трансформаторов класса напряжения 35 кВ установлены $\pm (6 \times 1,5 \%)$ для мощностей до 6,3 МВА и $\pm (8 \times 1,5 \%)$ для мощностей 10 МВА и выше; для трансформаторов класса 110 кВ мощностью 6,3 МВА и выше – $\pm (9 \times 1,78 \%)$. На цеховых ТП применяются трансформаторы с переключением без возбуждения (ПБВ) с пределами регулирования $\pm (2 \times 2,5 \%)$.

Регулирование напряжения в ЦП приводит к изменению отклонения напряжения практически во всей системе электроснабжения. Такое регулирование называется **централизованным**. Регулирование напряжения в ограниченной части системы называется **местным**.

Централизованное или местное регулирование осуществляется в зависимости от мощности нагрузки и ее характера по различным прин-

ципам: стабилизации, двухступенчатого или встречного регулирования. Стабилизация напряжения применяется для потребителей с ровным суточным графиком нагрузки (предприятия непрерывного процесса производства). Для предприятий с одно-двухсменным режимом работы используется двухступенчатое регулирование напряжения, а при неравномерной нагрузке – встречное (подробнее см. ниже).

Местное регулирование напряжения можно разделить на групповое и индивидуальное. Групповое – с помощью устройств ПБВ цеховых трансформаторов, индивидуальное – для отдельных мощных ЭП, например, печей сопротивления.

3. Вольтодобавочные трансформаторы. На рис. 4.1, а, б приведены принципиальные схемы включения обмоток вольтодобавочных трансформаторов для поперечного и продольного регулирования напряжения и векторные диаграммы фазных напряжений (для одной

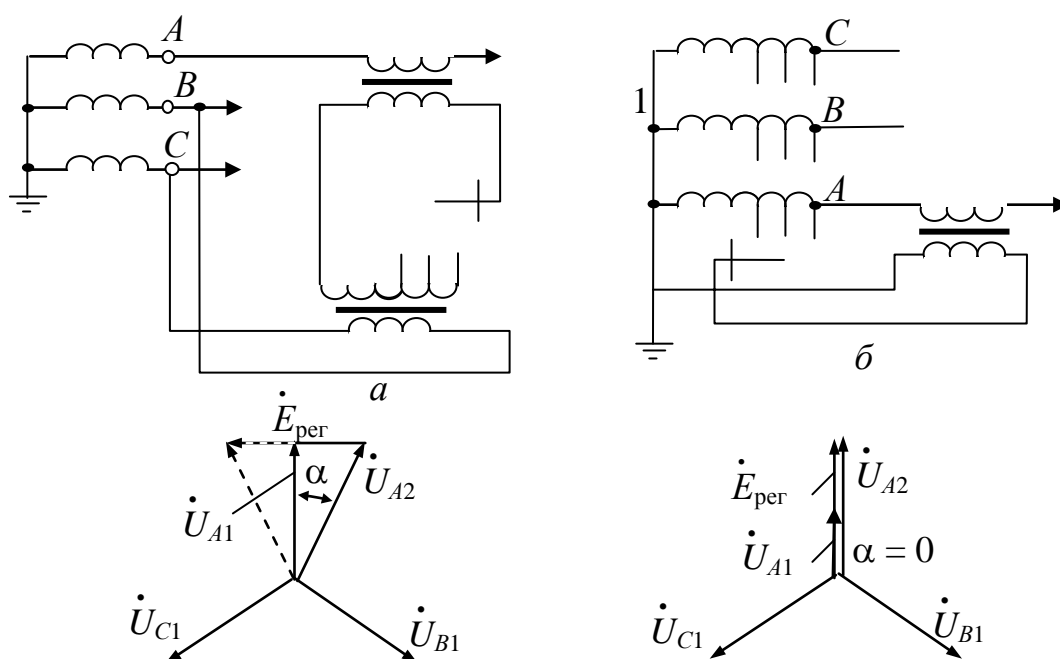


Рис. 4.1. Принципиальные схемы включения и векторные диаграммы вольтодобавочных трансформаторов для поперечного (а) и продольного (б) регулирования напряжения

фазы).

Для поперечного регулирования напряжения к возбуждающей обмотке вольтодобавочного трансформатора подводится напряжение, сдвинутое по фазе на 90° по отношению к напряжению рассматриваемой фазы. Так, для создания добавочного напряжения $E_{\text{рег}}$ в фазе А к

возбуждающей обмотке этой фазы подводят линейное напряжение U_{BC} . Тогда вектор добавочного напряжения $\dot{E}_{\text{рег}}$ будет перпендикулярен вектору фазного напряжения \dot{U}_{A1} , а вектор напряжения на выходе регулятора \dot{U}_{A2} будет сдвинут на угол α по отношению к вектору \dot{U}_{A1} . При этом угол α может быть как опережающим, так и отстающим. При продольном регулировании к каждой фазе возбуждающего трансформатора подводится напряжение той же фазы. Тогда вектор добавочного напряжения $\dot{E}_{\text{рег}}$ будет совпадать по фазе с вектором \dot{U}_{A1} , а вектор напряжения на выходе регулятора \dot{U}_{A2} будет равен алгебраической сумме векторов \dot{U}_{A1} и $\dot{E}_{\text{рег}}$.

В радиальных распределительных сетях, где требуется только изменение уровней напряжения, применяют продольное регулирование. В замкнутых электрических сетях для перераспределения активных мощностей применяют поперечное регулирование напряжения. В тех случаях, когда требуется как поперечное, так и продольное регулирование напряжения, можно получить наиболее экономичный режим работы сети.

4. Линейные регулировочные трансформаторы или линейные регуляторы (ЛР) имеют наибольшее значение для промышленных электрических сетей. Так, ЛТМН–16000/10 с напряжением на входе 6,6 и 11 кВ и на выходе соответственно $(6,6 \pm 15) \%$ и $(11 \pm 15) \%$ обеспечивает необходимые диапазоны регулирования в сетях промышленных предприятий. Принципиальная схема соединений ЛР приведена на рис. 4.2. Линейные регуляторы состоят из регулировочного автотрансформатора, последовательная обмотка которого включается в линию так, что ее выход X подсоединяется к стороне регулируемого напряжения, а выход A – к стороне отрегулированного напряжения. Возбуждающая обмотка 2 питается от обмотки 3, вывод которой (a) подключается к стороне отрегулированного напряжения.

5. Индукционные регуляторы или потенциал-регуляторы в виде механически заторможенного асинхронного ЭД служат для плавного регулирования напряжения в установках потребителей небольшой мощности (5–500 кВА) при напряжении 0,4 кВ и 6 кВ.

6. Регулирование напряжения изменением сопротивлений элементов сети при выборе сечений проводников с учетом отклонений напряжения у ЭП, см. (4.1).

7. Бесконтактные автоматические регуляторы напряжения с помощью управляемых тириستоров, в которых напряжение регулируется только в сторону ограничения повышения или с регулированием

вверх и вниз от U_H . Рекомендуется для осветительных сетей.

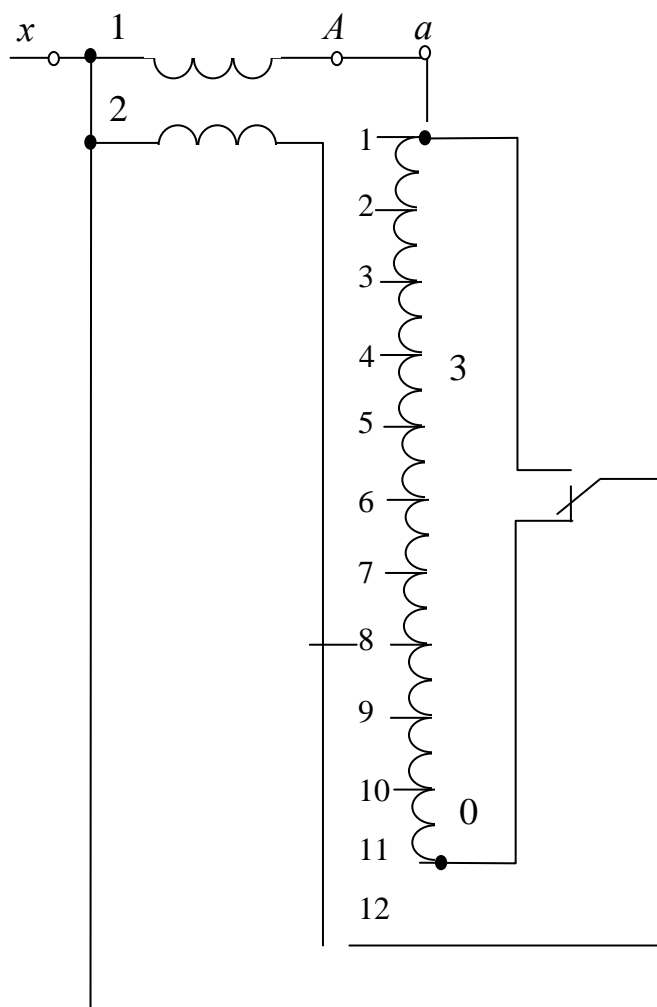


Рис. 4.2. Принципиальная схема линейного регулирования автотрансформатора

8. **Синхронные ЭД**, создающие при перевозбуждении компенсирующую (генерирующую) мощность Q_k , что снижает реактивную потерю напряжения, которая регулируется Q_k , см. (4.1).

Вопросы компенсации реактивной мощности Q_k на предприятиях подробно рассмотрены в [16], здесь же из средств компенсации рассматриваются устройства, обеспечивающие регулирование добавочного напряжения источников питания.

9. **Синхронные компенсаторы** с регулируемой реактивной мощностью $\pm Q_k$.

10. **Продольная емкостная компенсация конденсаторами.** Установка последовательно включенных в линию конденсаторов (УПК)

позволяет компенсировать индуктивное сопротивление линии X_L и потерю напряжения в линии (рис. 4.3). Величину $I_2 X_c$ можно рассматривать как дополнительную ЭДС, вводимую в цепь. Для УПК отношение $(X_c / X_L) \cdot 100 \% = C \%$ называется **процентом компенсации**. На практике применяют лишь частичную, или неполную, компенсацию ($C < 100 \%$) реактивного сопротивления линии. Особую опасность представляют случаи внезапного увеличения тока нагрузки (например, при пуске крупных ЭД), когда наблюдаются значительные перенапряжения, а также явления резонансного характера. Поэтому на время пуска наиболее крупных ЭД параллельно конденсаторам включается активное сопротивление или конденсаторы закорачивают.

Из векторной диаграммы рис. 4.3 видно, что величина $I_2 X_c$ может быть подобрана таким образом, что вектор U_2 будет равен вектору U_1 или даже больше его, т. е. $\Delta U = 0$ или $\Delta U < 0$.

Величина X_c выбирается в зависимости от потери напряжения без УПК $\Delta U \%$, допустимой $\Delta U_{\text{доп}} \%$, тока нагрузки I_m и $\sin \varphi_2$ по выражению

$$X_c = \frac{U_n \cdot (\Delta U \% - \Delta U_{\text{доп}} \%)}{100 \sqrt{3} I_m \sin \varphi_2}, \text{ Ом.} \quad (4.2)$$

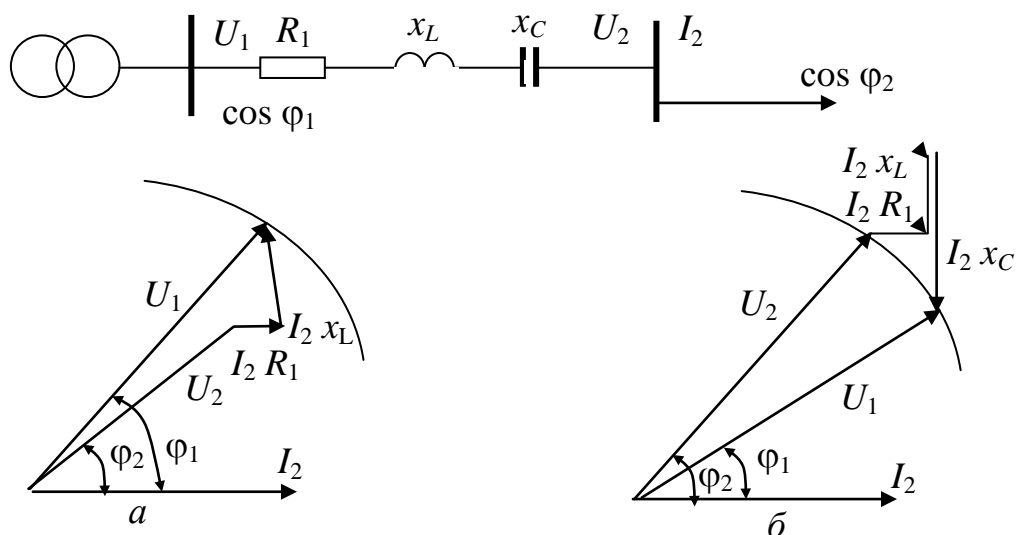


Рис. 4.3. Векторная диаграмма напряжений линии электропередач:
а – без конденсатора, б – при последовательном включении конденсаторов

Основное достоинство УПК (рис. 4.4) состоит в автоматическом регулировании напряжения особенно при резко переменной нагрузке. К достоинству можно отнести также то обстоятельство, что при одинаковом регулирующем эффекте мощность конденсаторов УПК в 4–6 раз меньше, чем мощность обычной БК поперечной компенсации, выбранной только для регулирования напряжения.

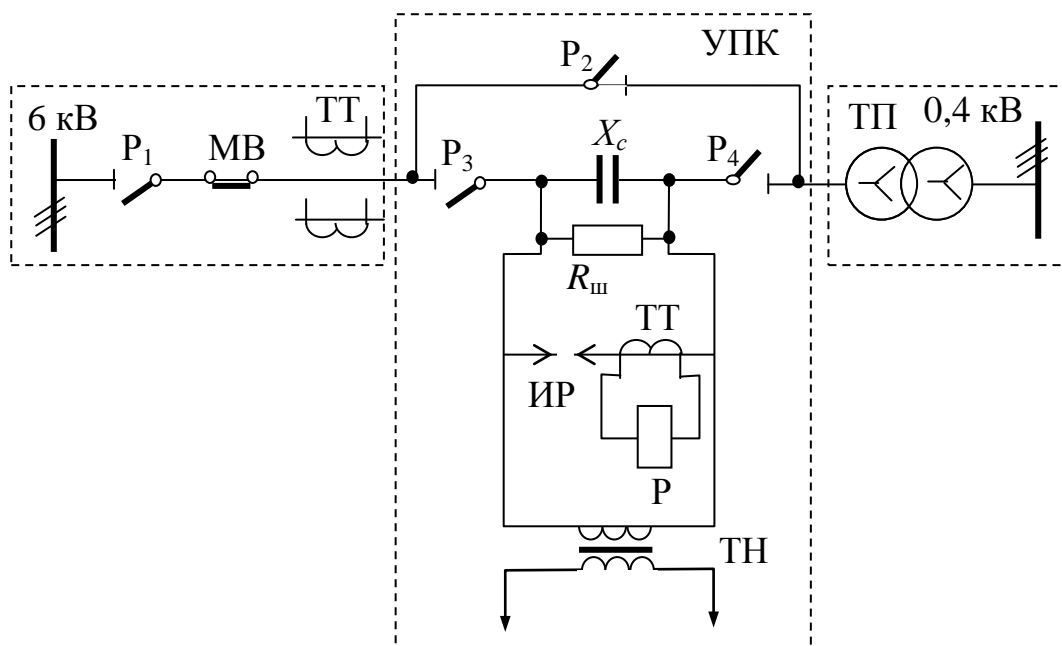


Рис. 4.4. Схема установки продольно-емкостной компенсации УПК:
 X_c – конденсаторы; $R_{ш}$ – шунтирующее сопротивление по типу крановых; ИР – искровой спекающийся разрядник; P – реле сигнализации срабатывания искрового разрядника;
 $ТН$ – трансформатор напряжения; $МВ$ – масляный выключатель; P_1 – шинный разъединитель; P_2 , P_3 и P_4 – разъединители для ввода и вывода из работы УПК

К недостаткам УПК относятся резонансные явления, сопровождающиеся появлением субгармоник асинхронных, появляющихся при пуске АД, и ферромагнитных – при включении трансформаторов без нагрузки. Субгармоники вызывают качания числа оборотов АД, мигание света, ненормальное гудение трансформатора.

Второй недостаток – перенапряжения на конденсаторах УПК при сквозных токах $KЗ \Delta U_{к.з} = I_{к.з} X_c \gg U_n$, что сопровождается выходом конденсаторов из работы.

Третий недостаток – увеличение токов КЗ из-за уменьшения реактивного сопротивления цепи ($X_L - X_c$). Для устранения второго и третьего недостатков применяются разрядники, защищающие конденсаторы УПК (рис. 4.4).

Так как величину $I_2 X_c$ нельзя регулировать, УПК используются в основном для снижения отклонения напряжения на перегруженных радиальных линиях, подробнее см.[18].

11. Поперечная компенсация конденсаторами. Конденсаторы, подключенные параллельно к сети (рис. 4.5), обеспечивают поперечную компенсацию. Конденсаторы, генерируя Q_k , повышают коэффициент мощности и одновременно регулируют напряжение, так как уменьшают потери напряжения в сети. В период малых нагрузок должно быть предусмотрено отключение части батарей конденсаторов БК. При отключенной нагрузке (рис. 4.5, в) ток линии чисто емкостный и напряжение в конце линии выше, чем в начале. При включении нагрузки (рис. 4.3, з) возникает потеря напряжения от тока \dot{I}_2 . Без установки конденсаторов напряжение в точке сети 1 было бы $\dot{U}_1' = \dot{U}_2 + \dot{I}_2 z_{л}$. При включении конденсаторов появляется опережающий напряжение \dot{U}_2 ток I_k , который создает потерю напряжения $\dot{I}_k z_{л}$ и в результате напряжение источника будет \dot{U}_1 . Вектор суммарного тока \dot{I}_1 , проходящего в цепи, отстает от вектора напряжения на угол ϕ_1 . Следовательно, наличие конденсаторной батареи уменьшает потерю напряжения в линии и увеличивает угол сдвига между напряжениями в начале и конце линии.

Следовательно, указанная реактивная мощность, зависящая от квадрата напряжения сети, даже при незначительном его понижении снижается в значительной степени, что приводит к дальнейшему снижению напряжения в сети.

При выборе мощности конденсаторов исходят из необходимого повышения напряжения в линии при неизменной активной нагрузке, что определяется разностью между потерями напряжения в линии до и после включения конденсаторов:

$$\Delta U = \Delta U_1 - \Delta \dot{U}_2 = [P_1 r + Q_1 x - (P_2 r + Q_2 x)] / U_{\text{ном}}^2, \quad (4.3)$$

где P и Q – активная и реактивная мощности; r и x – сопротивления сети.

При установке конденсаторов введением дополнительной реактивной мощности Q снижается реактивная нагрузка сети ($Q_2 = Q_1 - Q$). Так как $P_1 = P_2$, то из (4.3) получим относительное повышение напряжения регулирования

$$U_{*\text{рег}} = Qx / U_{\text{ном}}^2, \quad (4.4)$$

откуда

$$Q = U_{\text{ном}}^2 U_{*\text{рег}} / x.$$

Следовательно, мощность конденсаторов определяется напряжением сети и ее реактивным сопротивлением, при этом с уменьшением сопротивления сети возрастает потребная удельная мощность конденсаторов.

В отличие от продольной компенсации, при которой добавка напряжения, создаваемая последовательными конденсаторами, прямо пропорциональна току нагрузки линии, повышение напряжения в сети, создаваемое поперечной компенсацией, не зависит от тока нагрузки и определяется параметрами сети и емкостным током, так как снижение потери напряжения в сети пропорционально $I_k X_L$ (рис. 4.5, *з*). Поэтому при постоянных значениях мощности конденсаторной батареи и тока конденсаторов повышение напряжения на участке сети будет наибольшим в конце линии (у потребителя), где $X_L = X_{\max}$, и наименьшим в начале линии, где $X_L = 0$. Таким образом, регулирующий эффект последовательно включенных конденсаторов проявляется плавно вдоль всей линии в отличие от параллельно включенных конденсаторов, изменяющих напряжения ступенями в точке их установки.

Условие экономического использования батарей параллельных конденсаторов – отключение части батарей для изменения генерируе-

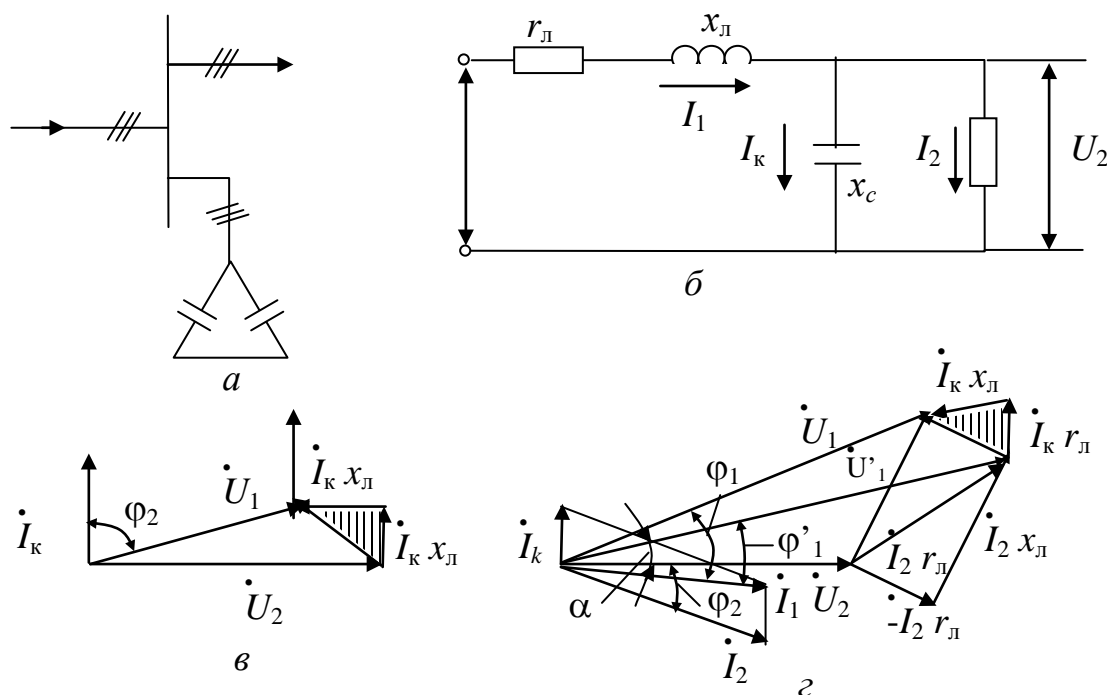


Рис. 4. 5. Параллельное включение конденсаторов:
a – схема включения; *б* – схема замещения; *в*, *г* – векторные диаграммы при отключенной и включенной нагрузке

мой ими мощности, что выполняется автоматически в зависимости от изменения нагрузки или напряжения потребителя.

12. **Сдвоенные реакторы** (рис. 4.6). При увеличении тока в одной ветви в другой повышается напряжение. Применение сдвоенного реактора позволяет снизить влияние резкопеременных нагрузок, вызывающих колебания напряжения. Наиболее просто эту цель можно достигнуть путем питания электроприемников с резкопеременной нагрузкой от отдельных линий, подключаемых непосредственно к источнику питания, минуя цеховые подстанции.

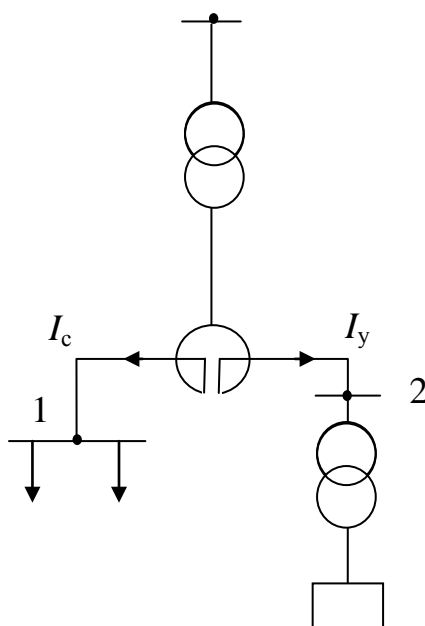


Рис. 4.6. Схема с использованием сдвоенного реактора

Совместное питание спокойной I_c и ударной I_y нагрузок от одного источника возможно при изменении сдвоенного реактора. При этом нагрузки подключают к различным секциям реактора в соответствии с рис. 4.6.

Сдвоенные реакторы предложены Ю.Л. Мукосеевым [19] для стабилизации напряжения при питании дуговых печей. Их применение основано на том, что магнитные поля в обеих ветвях реактора направлены встречно и при одинаковой нагрузке ветвей ($I_1 = I_2$) дают минимальную потерю напряжения в каждой ветви, определяемую по формуле (при эксплуатационном КЗ в печи $\sin \varphi = 1,0$)

$$\Delta U_1 = I_1 X_p - I_d \kappa X_p = \Delta U_2 = I_2 X_p - I_1 \kappa X_p,$$

где κ – коэффициент связи магнитных потоков, равный 0,5–0,6.

Если $I_2 > I_1$, то ΔU_1 будет отрицательной, т. е. будет иметь место повышение U_1 . Это повышение будет частично компенсировать потерю напряжения в сосредоточенном реактивном сопротивлении трансформатора ГПП, в результате чего напряжение на ветви с силовой и осветительной нагрузкой будет колебаться в допустимых пределах – 1,5 % U_n при любой частоте, подробнее см. в [19].

13. **Схемы ИРМ с параллельным соединением** управляемого реактора и нерегулируемой батареи статических конденсаторов (БСК) (рис. 4.7). При этом управление мощностью реакторов осуществляется либо с помощью встречно-параллельно включенных управляемых вентилях, либо путем изменения продольного или поперечного подмагничивания. Плавность регулирования реактивной мощности ИРМ достигается с помощью тиристорного блока путем изменения угла коммутации тириستоров.

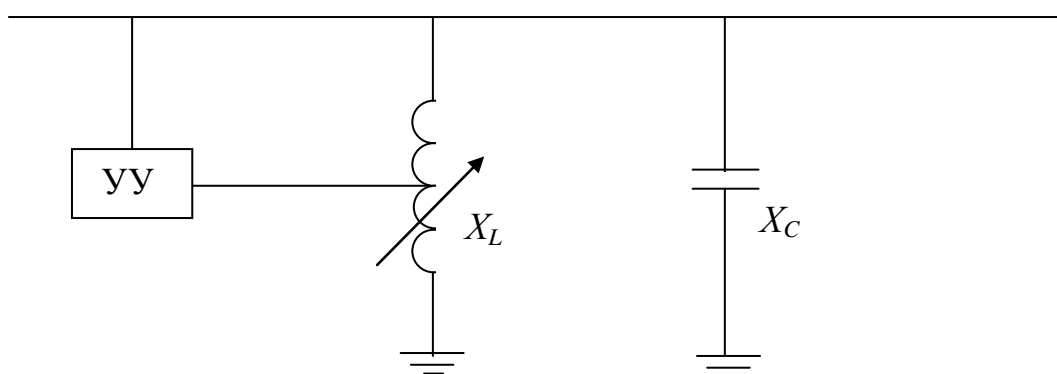


Рис. 4.7. Схема ИРМ с параллельным соединением управляемого реактора и нерегулируемой БСК: УУ – устройство управления

Схемы параллельного включения реактора и нерегулируемой БСК в составе ИРМ приведены на рис. 4.7. Суммарная реактивная мощность такой установки, состоящей из параллельно включенных емкости и регулируемой индуктивности, определяется выражением

$$Q_{\Sigma} = \pm (Q_L - Q_C).$$

Поскольку БСК непосредственно подключена к сети, то ее мощность считается постоянной, а мощность реактора зависит от его индуктивности. При этом получим выражения для мощности батареи конденсаторов и реактора:

$$\left. \begin{aligned} Q_c &= U^2 / X_c = \text{const}; \\ Q_L &= U^2 / X_L = \text{var.} \end{aligned} \right\}$$

Диапазон изменения реактивной мощности такого ИРМ зависит от соотношения мощности батареи конденсаторов и реактора. Если значения их мощностей равны, а мощность реактора изменяется от нуля до номинальной, то Q_{Σ} для данного ИРМ будет изменяться от 0 до Q_c . Такой ИРМ будет генерировать реактивную мощность. Если выбрать мощность реактора больше мощности батареи конденсаторов, то такой ИРМ может как генерировать, так и потреблять реактивную мощность. Возможен также плавный переход из одного режима в другой.

Достоинство данной схемы: напряжение на реакторе и батарее конденсаторов равно напряжению сети. Это позволяет наиболее полно использовать компенсирующую способность конденсаторов и включать реактор и батарею конденсаторов в сеть без промежуточного трансформатора.

14. *Автоматическое встречное регулирование напряжения.* Для его обеспечения на шинах ЦП в измерительную цепь регулятора напряжения вводят элемент-компенсатор, предназначенный для компенсации потери напряжения в распределительной сети (рис. 4.8). Вы-

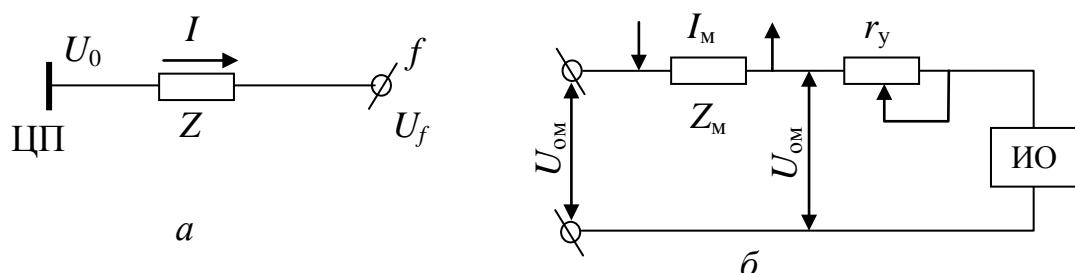


Рис. 4.8. Принципиальная схема расчетной цепи (а) и её модели (б) для регулятора напряжения

бор уставок сопротивлений компенсатора и уставок регулятора по напряжению производится в зависимости от параметров регулируемой сети.

Рассмотрим схему, когда к шинам ЦП присоединена линия распределительной сети с нагрузкой на ее конце. (В общем случае линия может быть разветвленной, питающей большое количество нагрузок; такую линию можно представить в виде эквивалентной линии с одной нагрузкой на конце.) Осуществление встречного регулирования напряжения на шинах ЦП соответствует поддержанию неизменного напряжения в контрольной точке линии.

На рис. 4.9 показан пример графического определения местоположения контрольной точки для случая, когда на шинах ЦП должны быть отклонения напряжения $V_0' = +5\%$ и $V_0'' = -1\%$, а отношение потерь напряжения в линии в режимах наименьших и наибольших нагрузок $\beta = \Delta U'' / \Delta U' = 0,33$. Удаленность точки f от шин ЦП определяется значением потери напряжения в режиме наибольших нагрузок $\Delta U' = 9\%$. Неизменное отклонение напряжения $V_f = -4\%$:

$$V_0' - \Delta U_f' = V_0'' - \Delta U_f'',$$

где $\Delta U_f'$ и $\Delta U_f''$ – потеря напряжения от шин ЦП до точки f в режимах наибольших и наименьших нагрузок.

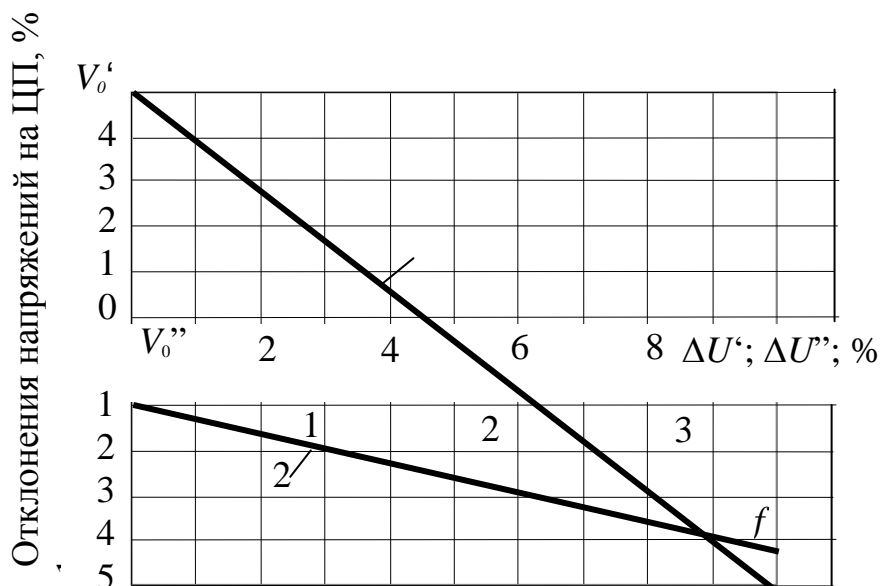


Рис. 4.9. Определение контрольной точки по заданным отклонениям напряжения на шинах ЦП в режимах наибольших ($V_0' = +5\%$) и наименьших ($V_0'' = -1\%$) нагрузок:

1 – режим наибольших нагрузок; 2 – режим наименьших нагрузок

С учетом того, что при однородных нагрузках справедливо соотношение $\Delta U_f'' / \Delta U_f' = \beta$, имеем следующее выражение для потери напряжения от шин ЦП до точки f в режиме наибольших нагрузок:

$$\Delta U_f' = \frac{V_0' - V_0''}{1 - \beta}.$$

Для заданных условий

$$\Delta U'_f = \frac{5 - (-1)}{1 - 0,33} = 9 \, \%.$$

На шинах ЦП требуется обеспечить заданные отклонения напряжения V'_0 и V''_0 . Регулятор обеспечит выполнение требуемых условий регулирования в ЦП, если в контрольной точке f будет обеспечено неизменное напряжение U_f . На шинах ЦП в режиме холостого хода должно поддерживаться напряжение $V_0 = U_f$. По мере роста нагрузок напряжение должно увеличиваться на ΔU_f , равную потере напряжения от шин ЦП до точки f .

Неизменность напряжения в контрольной точке обеспечивается моделированием на входе измерительного органа (ИО) регулятора условий, существующих в регулируемой (первичной) цепи. На рис. 4.8, а дана принципиальная схема первичной сети, а модели сети – рис. 4.8, б. Напряжение баланса (уставка) ИО регулятора отражает в соответствующем масштабе заданное неизменное значение напряжения в выбранной контрольной точке сети U_{fn} . На вход ИО подается в масштабе сумма напряжений $U_{0м}$ (на шинах ЦП) и падения напряжения в компенсирующем элементе $I_m Z_m$.

Масштабные коэффициенты моделирующих напряжений, токов и сопротивлений определяются коэффициентами трансформации измерительных трансформаторов напряжения и тока, питающих ИО, а также коэффициентами трансформации промежуточных трансформаторов тока и напряжения, обычно предусматриваемых во входных цепях ИО регулятора. Установочное сопротивление r_y служит для настройки ИО на требуемую величину.

Равновесный режим указанной системы регулирования обеспечивается только тогда, когда $U_{и0} = U_{fm}$, т. е. если напряжение $U_{0м}$ соответствует тому первичному напряжению U_0 , при котором напряжение точки f имеет заданное значение. Для обеспечения этого положения при различных режимах нагрузки должно соблюдаться подобие всех параметров первичной сети и входной цепи ИО. Определение соотношения между параметрами регулируемой цепи и уставками ИО, и сопротивлениями компенсирующего элемента ИО производится следующим образом.

Линия распределительной сети имеет нагрузку на конце. Наибольшее значение тока в линии равно $I_{нб}$. Активное сопротивление линии $R = rL$, индуктивное сопротивление $X = xL$, где r и x – активное и индуктивное сопротивления единицы длины линии; L – длина линии.

Уставки сопротивлений компенсатора выражаются в вольтах и градуируются при номинальном вторичном токе трансформатора тока. Уставки активного и индуктивного сопротивления b_r и b_x равны

$$b_r = \frac{I_T \Delta U_a}{I_{нб} k_H} = \frac{I_T \sqrt{3} I_{нб} R}{I_{нб} k_H} = \frac{\sqrt{3} I_T R}{k_H}$$

и аналогично

$$b_x = \frac{\sqrt{3} I_T X}{k_H},$$

где I_T – номинальный первичный ток трансформатора тока; k_H – произведение коэффициентов трансформации трансформаторов напряжения, промежуточного и основного, включенного между фазами; ΔU_a и ΔU_p – соответственно активная и реактивная составляющие падения напряжения в рассматриваемой линии.

Значения активного и реактивного сопротивления компенсатора, соответствующие данным уставкам (b_r и b_x),

$$r = \frac{b_r}{I_{2m}}; \quad x = \frac{b_x}{I_{2T}},$$

где I_{2T} – номинальный вторичный ток промежуточного трансформатора тока.

Уставка (напряжение баланса) ИО

$$b_{ИО} = \frac{U_f}{k_H},$$

где U_f – заданное междуфазное напряжение в фиктивной точке регулируемой сети.

Для линии с несколькими нагрузками, выполненной проводами одного сечения, вместо R и X подставляются соответствующие значения активного и индуктивного сопротивлений ($R_3 = rL_3$ и $X_3 = xL_3$) эквивалентной линии с одной нагрузкой на конце. Длина эквивалентной линии L_3 определяется из условия равенства потерь напряжения в действительной линии и в эквивалентной линии (от начала линии до контрольной точки с неизменным напряжением):

$$L_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^n S_i L_i}{S_{\text{нб}}},$$

где S_i и L_i – соответственно полная мощность, протекающая по некоторому участку линии (между двумя нагрузками), и длина этого участка.

Если линия выполнена проводами разных сечений, то значения R_{Σ} и X_{Σ} определяют указанным выше образом для каждого участка сети с одинаковым сечением, а затем суммируют значения эквивалентных активных и реактивных сопротивлений, полученные для отдельных участков.

По вычисленным суммарным значениям R_{Σ} и X_{Σ} определяют уставки сопротивлений компенсатора.

Значения уставок компенсатора могут быть определены иначе. Имеются заданные отклонения напряжения на шинах ЦП V_0' и V_0'' в режимах наибольшей и наименьшей нагрузок, отношение потерь напряжения в сети в режимах наименьших и наибольших нагрузок, отношение X_{Σ}/R_{Σ} для линии и $\cos \varphi$ нагрузки.

Определяют потерю напряжения ΔU_f от шин ЦП до контрольной точки сети, значения уставок сопротивлений компенсатора b_r и b_x :

$$b_r = \frac{I_T \cos \varphi \Delta U_f}{I_{\text{нб}} k_H \cos(\alpha - \varphi)}, \text{ B};$$

$$b_x = \frac{I_T \sin \varphi \Delta U_f}{I_{\text{нб}} k_H \cos(\alpha - \varphi)}, \text{ B},$$

где

$$\alpha = \arctg \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}}.$$

Пример 4.1. [4]. Определить уставки регулятора по заданным значениям отклонений напряжения на шинах ЦП: $V_0' = +5\%$; $V_0'' = -3\%$. Сеть кабельная, отношение эквивалентных сопротивлений характерной отходящей линии равно $X_{\Sigma}/R_{\Sigma} = 0,262$. Номинальное напряжение линии $U_n = 10$ кВ, ток на головном участке в режиме наибольших нагрузок $I_{\text{нб}} = 500$ А при $\cos \varphi = 0,9$. Номинальное значение первичного тока трансформатора $I_T = 600$ А. Суммарный коэффициент трансформации для основного и промежуточного трансформаторов напряжения $k_H = 100$. Отношение потерь напряжения в сети при

наименьшей и наибольшей нагрузках $\beta = 0,33$.

Определяем потерю напряжения от шин ЦП до контрольной точки сети в режиме наибольших нагрузок:

$$\Delta U'_f = \frac{5 - (-3)}{1 - 0,33} = 12 \%, \quad \text{или} \quad 0,12 \cdot 10000 = 1200 \text{ В.}$$

Неизменное по значению отклонение напряжения в контрольной точке

$$V_f = V'_0 - \Delta U'_f = +5 - 12 = -7 \%,$$

следовательно, напряжение в контрольной точке

$$U_f = 10000(1 - 0,07) = 9300 \text{ В} = \text{const.}$$

По заданному отношению $X_3/R_3 = 0,262$ находим $\alpha = \arctg 0,262 = 14^\circ 40'$; $\sin \alpha = 0,25$; $\cos \alpha = 0,97$. Аналогично $\varphi = \arccos 0,9 = 25^\circ 50'$; $\sin \varphi = 0,44$; $\cos(\alpha - \varphi) = 0,98$;

$$b_r = \frac{600 \cdot 0,97 \cdot 1200}{500 \cdot 100 \cdot 0,98} = 14,2 \text{ В};$$

$$b_x = \frac{600 \cdot 0,25 \cdot 1200}{500 \cdot 100 \cdot 0,98} = 3,7 \text{ В};$$

$$b_{\text{ИО}} = \frac{9300}{100} = 93 \text{ В.}$$

Уставка ИО определена без учета зоны нечувствительности. Если зона нечувствительности равна, например, 2 % (точность регулирования ± 1 %), то значение V'_0 может быть на 1 % больше или меньше 5 %. Если повышение V'_0 до 6 % недопустимо или нецелесообразно, то следует уменьшить $b_{\text{ИО}}$ наполовину зоны нечувствительности, приняв ее в рассматриваемом примере $b_{\text{ИО}} = 92 \text{ В}$ (т. е. 92 % к $U_{\text{н}}$ трансформатора напряжения).

При малой продолжительности реактивного максимума $Q_{\text{м}}$ возможна кратковременная работа менее экономичных компенсаторов, например, максимальное возбуждение работающих тихоходных синхронных двигателей и использование незагруженных синхронных двигателей, что должно быть обосновано технико-экономическим расчетом.

При высоком коэффициенте заполнения суточных графиков нагрузки в непрерывных производствах проблемы регулирования мощ-

ности компенсирующих устройств и регулирования напряжения могут вообще не возникать (обогащительные фабрики; нефтеперерабатывающие, нефтехимические предприятия и др.).

При явно выраженном изменении нагрузок по сменам необходимо регулирование мощности компенсаторов и напряжения.

Для определения пределов регулирования напряжения составляются эпюры напряжений вдоль сети для различных режимов нагрузки (рис. 4.10). Эпюра наглядно изображает отклонения напряжения в процентах вдоль сети от центра питания ЦП до электроприемников. Потери напряжения в линиях изображаются наклонными линиями. В трансформаторах имеются потери напряжения, зависящие от нагрузки и коэффициента мощности, и повышения напряжения, зависящие от выбранной ступени трансформации при схеме ПБВ. Эпюра составляется для максимальной, минимальной и послеаварийной нагрузок и дает соответствующие предельные отклонения напряжения. Для практических расчетов удобнее пользоваться таблицами, см. [16].

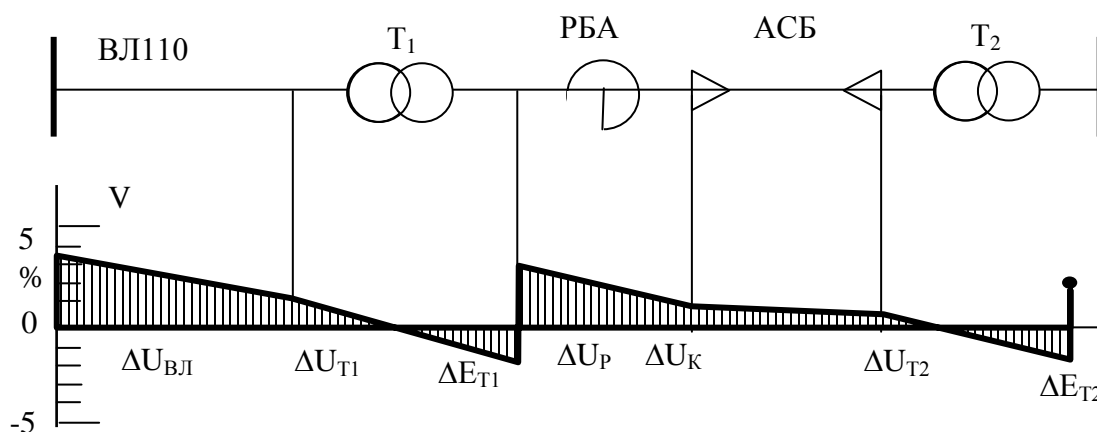


Рис. 4.10. Эпюра отклонений напряжения вдоль сети

4.3. Комплексное решение вопросов регулирования и компенсации реактивных нагрузок

Вопросы регулирования напряжения, зависящие в основном от реактивных нагрузок сети и компенсации этих нагрузок, должны решаться совместно. Прежде всего необходимо проанализировать режим работы потребителей и характер суточных графиков активной и реактивной нагрузок.

В соответствии с полученными значениями P_m и Q_m определяется необходимая компенсирующая мощность Q_k , которая выполняется в первую очередь синхронными ЭД и конденсаторами напряжением до

1 кВ и затем выше 1 кВ, согласно приведенным расчетам, при мощностях до 10 МВАр [18]. При $Q_k \geq 10$ МВАр необходимо рассмотреть вариант установки синхронного компенсатора и сравнить его по приведенным затратам с вариантом установки конденсаторных батарей.

Вопросы компенсации реактивной мощности на промышленных предприятиях подробно рассмотрены в [16], а также в [10, 12, 13].

5. РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛЕЙ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1. Основные положения

Выбор режима нейтрали в системе электроснабжения связан главным образом с поведением системы при однофазных замыканиях на землю и представляет собой комплексную проблему, которая затрагивает не только вопросы обеспечения безопасности человека при работе в электроустановках, но и надежность работы электрооборудования при всех его режимах – нормальном, временно допускаемом на ограниченное время и аварийном, опасном для электрооборудования и обслуживающего персонала.

Режим нейтрали влияет на значения возникающих в системе перенапряжений и токов на землю, и, следовательно, требуются соответствующие защиты от сверхтоков и перенапряжений.

Нейтраль сети – это совокупность соединенных между собой нейтральных проводников и нейтральных точек источников и приемников электроэнергии. Она может быть изолирована от земли, соединена с землей через активное и реактивное сопротивление или глухо заземлена.

5.2. Выбор режима работы нейтрали в установках выше 1 кВ

По классификации ПУЭ [24] электротехнические установки выше 1 кВ разделяются на установки с большими токами замыкания на землю, в которых ток однофазного замыкания на землю превышает 500 А, и установки с малыми токами замыкания на землю, в которых ток однофазного замыкания $I_3^{(1)}$ равен или меньше 500 А.

К установкам выше 1 кВ с большими токами замыкания на землю ($I_3^{(1)} > 500$ А) относятся электротехнические установки с нейтральными, присоединенными к заземляющим устройствам непосредственно или через малые сопротивления, – трансформаторы тока и другие аппараты, имеющие малые сопротивления. Это так называемые установки с большими токами замыкания на землю, $U_n \geq 110$ кВ.

К установкам выше 1 кВ с малыми токами замыкания на землю ($I_3^{(1)} \leq 500$ А) относятся установки с нейтральными, присоединенными к заземляющим устройствам через аппараты, компенсирующие емкостные токи сети на землю, – реакторы с большой индуктивностью (дугогасящие катушки), или через трансформаторы напряжения и другие

аппараты, имеющие большое сопротивление ($3-10 \text{ кВ} \leq U_n \leq 35 \text{ кВ}$), и установки, не имеющие нейтральных точек присоединения к заземляющим устройствам – установки с изолированной нейтралью ($3-10 \text{ кВ} \leq U_n \leq 35 \text{ кВ}$).

В установках с большими токами замыкания на землю (так называемое эффективное заземление) всякое замыкание – КЗ и сопровождается большими токами $I_{к.з.}$. В установках с изолированной нейтралью замыкание одной фазы на землю не является КЗ. Прохождение тока через место замыкания обеспечивается проводимостью фаз относительно земли, причем в установках выше 1 кВ преобладает емкостная проводимость, активная проводимость составляет несколько процентов от емкостной.

Сети с изолированными нейтралью

На рис. 5.1 приведены схема и векторная диаграмма сети с изолированной нейтралью при нормальном режиме (рис. 5.1, а, б) и на рис. 5.1, в, г, д – при замыкании фазы А на землю.

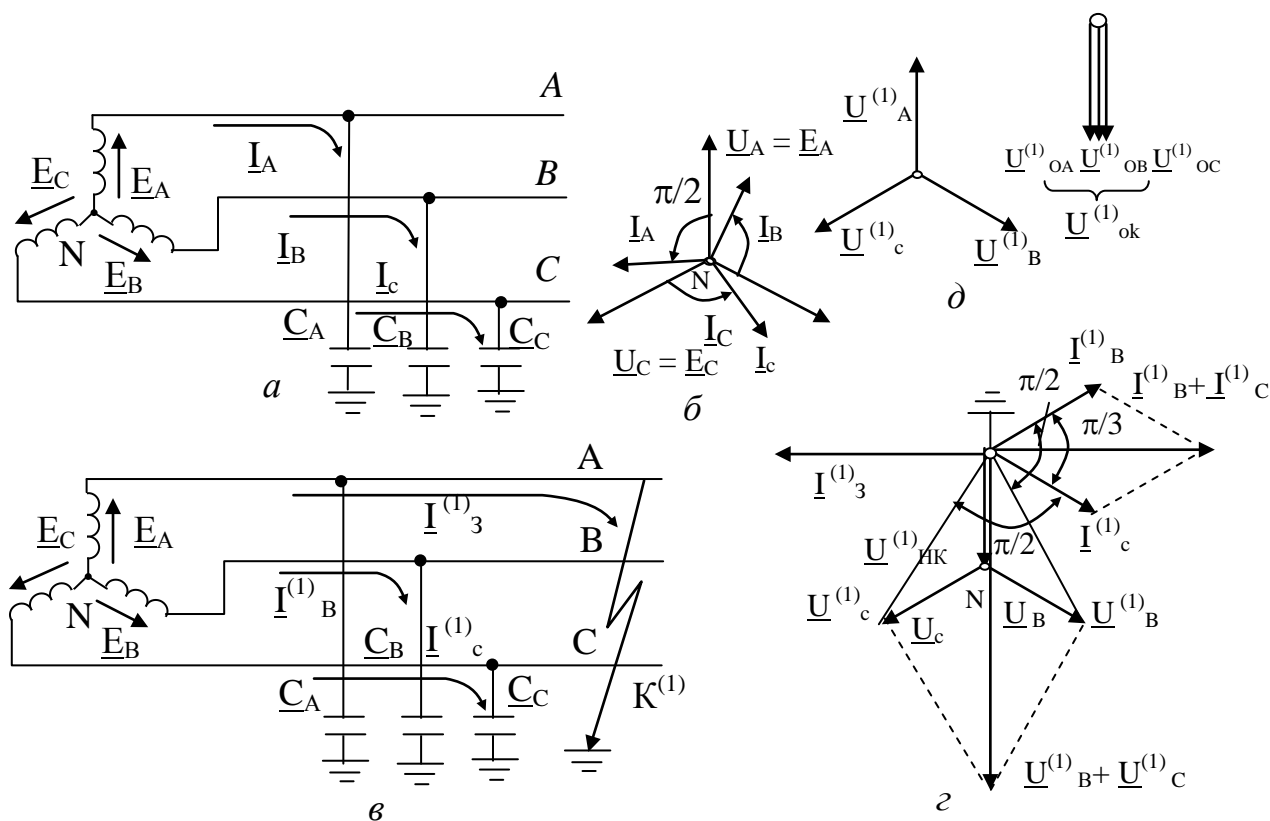


Рис. 5.1. Режимы сети с изолированной нейтралью и векторные диаграммы токов и напряжений

Место присоединения сосредоточенных конденсаторов C_A, C_B, C_C , эквивалентных распределительным емкостям, практически не влияет на величину емкостных токов, индуктивное и активное сопротивление линии ничтожно по сравнению с емкостным относительно земли. В симметричной трехфазной сети $C_A = C_B = C_C = C$. В связи с отсутствием падения напряжения в проводах напряжения U_A, U_B, U_C равны соответствующим ЭДС источника питания, а их векторы образуют симметричную звезду фазных напряжений (рис. 5.1, б). В результате напряжения нейтралей системы N относительно земли равны нулю, а через сосредоточенные емкости протекают равные токи, опережающие по фазе соответствующие напряжения на угол $\pi/2$ и образующие симметричную систему токов:

$$\underline{I}_A = j U_A / X_C = j \omega C U_A; \quad \underline{I}_B = j \omega C U_B; \quad \underline{I}_C = j \omega C U_C.$$

При замыкании на землю какой-либо фазы в сетях с изолированными нейтралью напряжения фаз относительно земли изменяются, оставаясь неизменными относительно нейтрали системы N . Так, при металлическом замыкании на землю, например, фазы A (рис. 5.1, в), она получает потенциал земли ($U_A^{(1)} = 0$), а напряжение двух других фаз и нейтрали N будут (рис. 5.1, з)

$$\underline{U}_{AB} = \underline{U}_B^{(1)}; \quad \underline{U}_{CA} = \underline{U}_C^{(1)}; \quad \underline{U}_{NA} = \underline{U}_{N\kappa}^{(1)} = -\underline{U}_A.$$

Так как междупазные напряжения при этом остаются неизменными, то напряжения неповрежденных фаз B и C относительно земли повышаются в $\sqrt{3}$ раз.

Систему двух векторов $\underline{U}_B^{(1)}$ и $\underline{U}_C^{(1)}$ можно разложить на составляющие прямой $\underline{U}_1^{(1)}$ и нулевой $\underline{U}_0^{(1)}$ последовательностей (рис. 5.1, д).

Действительно, при $\underline{U}_A^{(1)} = 0$

$$\begin{aligned} \underline{U}_{1A}^{(1)} &= (a \underline{U}_B^{(1)} + a^2 \underline{U}_C^{(1)}) / 3 = \underline{U}_A; \\ \underline{U}_{0A}^{(1)} &= \underline{U}_{0B}^{(1)} = \underline{U}_{0C}^{(1)} = \underline{U}_{0\kappa}^{(1)} = (\underline{U}_B^{(1)} + \underline{U}_C^{(1)}) / 3 = -\underline{U}_A; \\ \underline{U}_{2A}^{(1)} &= (a^2 \underline{U}_B^{(1)} + a \underline{U}_C^{(1)}) / 3 = 0. \end{aligned}$$

Таким образом, при металлическом замыкании на землю в сети появляется напряжение нулевой последовательности $\underline{U}_{0\kappa}^{(1)}$, которое, как и напряжение смещения нейтрали $\underline{U}_{N\kappa}^{(1)}$, равно по абсолютному значе-

нию и противоположно по фазе напряжению, которое имеет поврежденная фаза относительно земли при нормальной работе (напряжению относительно нейтрали системы). Напряжение прямой последовательности равно напряжению фаз относительно земли при нормальной работе. Вследствие этого изменение напряжения фаз при замыкании на землю можно рассматривать как результат наложения напряжений нулевой последовательности $\underline{U}_{0\kappa}^{(1)}$ на напряжение фаз сети при ее нормальной работе.

Замыкания на землю обычно происходят через переходные активные сопротивления. При этом напряжение поврежденной фазы относительно земли не снижается до нуля, а напряжения неповрежденных фаз относительно земли становятся больше фазного, но меньше междуфазного. В связи с этим напряжение смещения нейтрали и напряжение нулевой последовательности получаются меньше фазного напряжения. Это уменьшение характеризуется коэффициентом полноты замыкания на землю $\beta = U_{0\kappa}^{(1)} / U_{\phi} \leq 1$.

Изменение фазных напряжений и появление напряжения нулевой последовательности можно использовать для выполнения защиты от замыкания на землю. Одновременно с изменением фазных напряжений изменяются и полные фазные токи. Токи неповрежденных фаз замыкаются через точку $K^{(1)}$ и поврежденную фазу, образуя ток $\underline{I}_3^{(1)}$ (рис. 5.1, в).

При металлическом замыкании на землю ток в емкости поврежденной фазы C_A отсутствует, так как напряжение поврежденной фазы относительно земли равно нулю. Токи $\underline{I}_B^{(1)}$, $\underline{I}_C^{(1)}$ неповрежденных фаз определяются напряжениями фаз B и C относительно земли:

$$\left. \begin{aligned} \underline{I}_B^{(1)} &= j\omega C \underline{U}_B^{(1)} = \sqrt{3}\omega C \underline{U}_B e^{j\pi/3}, \\ \underline{I}_C^{(1)} &= j\omega C \underline{U}_C^{(1)} = \sqrt{3}\omega C \underline{U}_C e^{j2\pi/3}. \end{aligned} \right\} \quad (5.1)$$

При условном положительном направлении токов $\underline{I}_B^{(1)}$, $\underline{I}_C^{(1)}$ и $\underline{I}_3^{(1)}$, показанном на рис. 5.1, в, $\underline{I}_3^{(1)} = -(\underline{I}_B^{(1)} + \underline{I}_C^{(1)})$, или с учетом (5.1) и соотношения $\underline{U}_B^{(1)} + \underline{U}_C^{(1)} = -3\underline{U}_A$

$$\underline{I}_3^{(1)} = -(j\omega C \underline{U}_B^{(1)} + j\omega C \underline{U}_C^{(1)}) = j3\omega C \underline{U}_A. \quad (5.2)$$

Полученный ток $\underline{I}_3^{(1)}$ опережает по фазе напряжение \underline{U}_A на угол $\pi/2$ и не зависит от расположения точки повреждения. Таким образом,

при металлическом замыкании на землю фазы A токи через емкости неповрежденных фаз увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз, а ток $\underline{I}_3^{(1)}$, проходящий через место повреждения в землю, равен утроенному значению емкостного тока фазы A при нормальной работе.

Для практических расчетов тока $\underline{I}_3^{(1)}$ (А) воздушных и кабельных линий пользуются упрощенными формулами

$$\underline{I}_3^{(1)} \approx UL/350; \quad \underline{I}_3^{(1)} = UL/10, \quad (5.3)$$

где U – линейное напряжение, кВ; L – длина электрически связанной сети, км.

Токи $\underline{I}_3^{(1)}$, $\underline{I}_B^{(1)}$ и $\underline{I}_C^{(1)}$ проходят в соответствующих фазах поврежденной линии на участке между источником питания и местом присоединения конденсаторов эквивалентной схемы (рис. 5.1, в). Они представляют собой уравновешенную систему трех векторов, не содержащую токов нулевой последовательности ($\underline{I}_3^{(1)} + \underline{I}_B^{(1)} + \underline{I}_C^{(1)} = 0$) (рис. 5.2, б). На участке же между точкой повреждения $K^{(1)}$ и местом присоединения конденсаторов проходит только ток $\underline{I}_3^{(1)}$ по поврежденной фазе (см. рис. 5.1, в). Поэтому здесь, наряду с токами прямой и обратной последовательности, проходит ток нулевой последовательности $\underline{I}_0^{(1)} = \underline{I}_3^{(1)}/3$ (рис. 5.2, в). Пути замыкания токов нулевой последовательности показаны на рис. 5.2, а.

На рис. 5.2, г показана в однофазном исполнении схема сети, состоящая из трех линий Л1–Л3, подключенных к шинам генераторного напряжения. При замыкании на землю, например в точке $K^{(1)}$, через место повреждения проходит ток $\underline{I}_3^{(1)}$, обусловленный не только емкостью поврежденной линии C_{01} , но и емкостями неповрежденных линий C_{02} и C_{03} , т. е.

$$\underline{I}_3^{(1)} = 3\underline{I}_{01}^{(1)} + 3\underline{I}_{02}^{(1)} + 3\underline{I}_{03}^{(1)}, \quad (5.4)$$

где $\underline{I}_{01}^{(1)} = j\omega C_{01}\underline{U}_\phi$; $\underline{I}_{02}^{(1)} = j\omega C_{02}\underline{U}_\phi$; $\underline{I}_{03}^{(1)} = j\omega C_{03}\underline{U}_\phi$.

При этом распределение токов нулевой последовательности в системе таково, что при условном направлении тока $\underline{I}_3^{(1)}$ к месту повреждения токи нулевой последовательности неповрежденных линий $3\underline{I}_{02}^{(1)}$ и $3\underline{I}_{03}^{(1)}$, проходя через емкости C_{02} и C_{03} , направляются к шинам

подстанции и далее по поврежденной линии от шин к месту замыкания $K^{(1)}$. Ток $3I_{01}^{(1)}$, как и ток в случае одиночной линии, проходит по участку между местом повреждения и точкой присоединения конденсатора C_{01} . Таким образом, от шин по поврежденной линии направляется ток нулевой последовательности $I_{0эк}^{(1)}$, определяемый емкостью всех неповрежденных линий:

$$I_{0эк}^{(1)} = I_{02}^{(1)} + I_{03}^{(1)} = j\omega U_{\phi} (C_{02} + C_{03}) = j\omega C_{0эк} U_{\phi}. \quad (5.5)$$

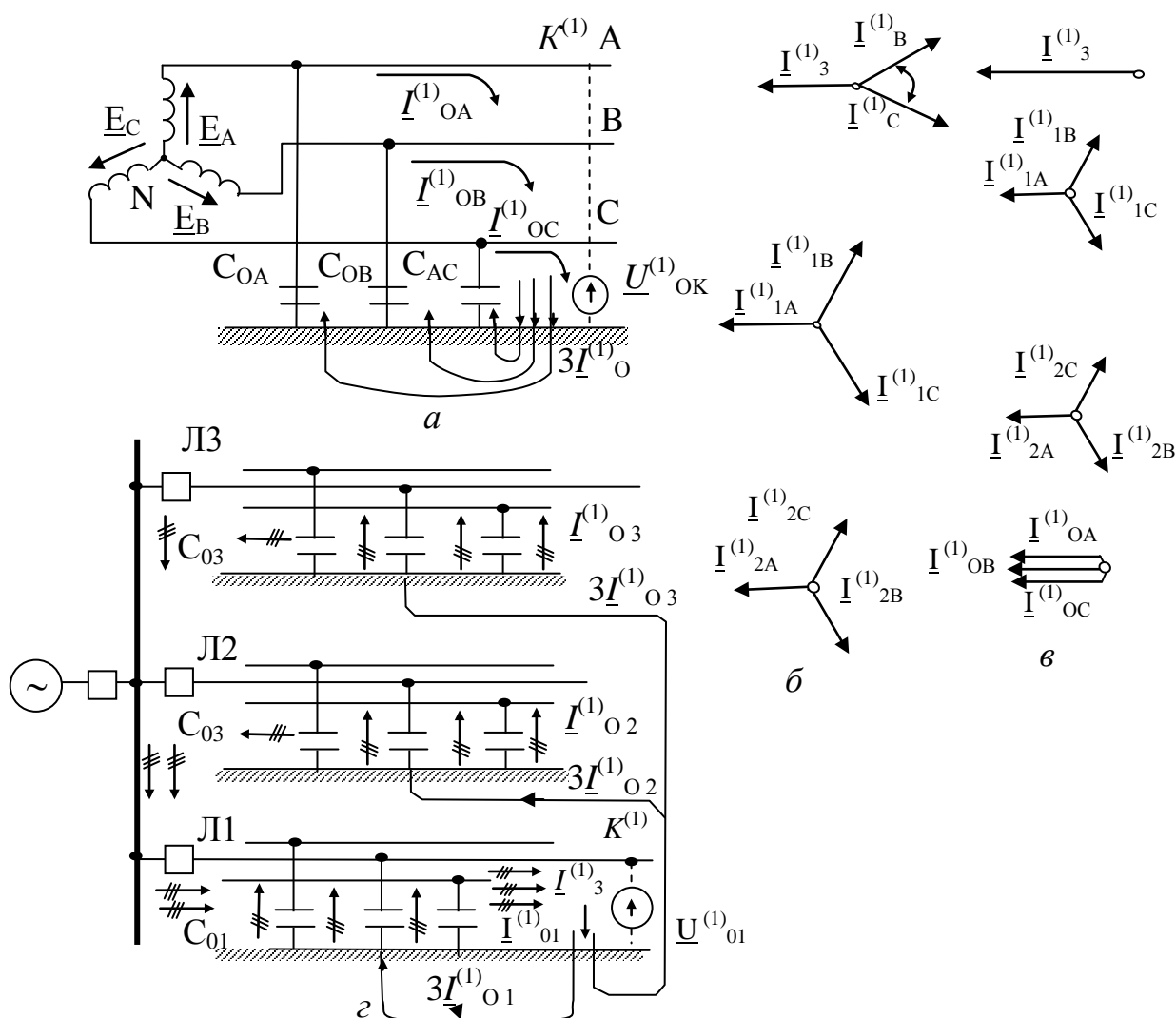


Рис. 5.2. Однофазное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью и векторные диаграммы токов

В случае замыкания на землю на линии Л2 или Л3 по линии Л1 (неповрежденной) к шинам проходит ток $I_3^{(1)}$. Если $I_{0эк}^{(1)} > I_{01}^{(1)}$, то на линии Л1 в качестве защиты от замыкания на землю можно использовать токовую защиту нулевой последовательности.

Так как ток однофазного замыкания на землю $I_3^{(1)}$ мал по сравнению с нагрузочными токами, то междуфазные напряжения, на которые включены ЭП, не изменяются и ЭП продолжают работать. Поэтому в сетях с изолированными нейтралями изоляция электрооборудования должна быть рассчитана на междуфазное напряжение. Однако для напряжений 35 кВ и ниже стоимость повышения изоляции электроустановок компенсируется повышенной надежностью электроснабжения ЭП при системе с изолированной нейтралью. Но нельзя не учитывать, что однофазные замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью могут сопровождаться появлением перемежающейся дуги в месте замыкания фазы на землю и возникновением коммутационных перенапряжений, а также переходом однофазного замыкания в двух и трехфазное короткое замыкание. Поэтому в сетях с изолированной нейтралью предусматривается предупредительная сигнализация, а также устанавливаются предельные токи замыкания на землю (10–30 А) и ограничивается время для устранения однофазного замыкания на землю в пределах до 2 часов.

Сети с заземлением нейтрали через реакторы

Так называемое резонансное заземление нейтрали осуществляется путем включения в нейтрали трансформаторов реакторов с большой индуктивностью (дугогасящая катушка – катушка Петерсона, трехфазный заземляющий трансформатор – трансформатор Бауха), которые компенсируют емкостный ток замыкания на землю $I_3^{(1)}$, в результате чего ток в месте замыкания на землю резко уменьшается, что способствует быстрому гашению дуги.

Это обстоятельство, а также замедление скорости возрастания восстанавливающегося напряжения [5] приводят к тому, что дуга однофазного замыкания на землю быстро гаснет и восстанавливаются нормальные условия работы системы без отключения поврежденного участка сети.

Согласно ПУЭ [24] компенсация емкостного тока однофазного замыкания на землю при помощи компенсирующих аппаратов должна применяться:

- в сетях 35 кВ – при $I_3^{(1)}$ более 10 А;

- в сетях 15–20 кВ – при $I_3^{(1)}$ более 15 А;
- в сетях 10 кВ – при $I_3^{(1)}$ более 20 А;
- в сетях 6 кВ – при $I_3^{(1)}$ более 30 А;
- в схемах блоков трансформатор–генератор с генераторным напряжением 6–20 кВ при $I_3^{(1)}$ более 5 А.

Для сетей с компенсацией емкостного тока замыкания на землю применяются названия: **сети с компенсированной нейтралью** или **сети с настроенной индуктивностью**.

Сети с изолированной, или компенсированной, нейтралью относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю (значительно меньше 500 А).

Применение аппаратов компенсации емкостного тока замыкания на землю способствует быстрому гашению дуги, поэтому компенсирующие аппараты называются еще **дугогасящими**.

Таким образом, выбор режима нейтрали в сетях выше 1 кВ является результатом учета многих факторов, а именно: экономичности системы, ее надежности и электробезопасности.

Согласно ПУЭ [24], сети с $U_n = 35$ кВ работают с малыми токами замыкания на землю – с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока на землю при значениях $I_3^{(1)}$, указанных выше.

Электрические сети с $U_n \geq 110$ кВ работают с большими токами замыкания на землю – заземлены нейтрали всех трансформаторов системы или их большинство; у некоторых трансформаторов нейтраль разземляется для уменьшения в системе значения тока однофазного замыкания на землю до значений трехфазного тока КЗ, определяющего отключающую способность выключателя.

В отличие от общепринятого способа заземления нейтралей сети с $U_n \geq 110$ кВ в районах вечной мерзлоты и в районах со скалистым грунтом выполняются без глухого заземления нейтралей из-за высокого удельного сопротивления грунта и трудностей выполнения заземления устройств.

К достоинствам системы с заземленной нейтралью (эффективное и резонансное), особенно при высоких напряжениях ($U_n \geq 35$ кВ), относится то, что изоляция фазных проводников, аппаратов и трансформаторов может быть рассчитана только на фазное напряжение, что снижает стоимость электрооборудования, особенно при $U_n \geq 110$ кВ.

5.3. Выбор режима работы нейтрали в установках до 1 кВ

Электроустановки до 1 кВ работают как с глухозаземленной, так и изолированной нейтралью, а электроустановки постоянного тока – с глухозаземленной или изолированной средней точкой. Глухое заземление нейтрали или так называемое эффективное заземление нейтрали осуществляется путем соединения с землей наглухо или через небольшие сопротивления нейтралей всех трансформаторов системы. В такой сети однофазное замыкание на землю является однофазным КЗ с током $I_{к.з}^{(1)}$ (рис. 5.3) и будет приводить к немедленному селективному отключению поврежденного участка линии или оборудования. При этом дуга непродолжительного горения может не причинить существенного повреждения изоляции линии, поэтому в воздушных линиях применяют устройства АПВ.

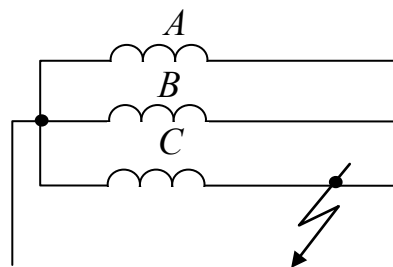


Рис. 5.3. Схема однофазного КЗ в сети с глухим заземлением нейтрали

При выборе режима нейтрали в установках до 1 кВ руководствуются соображениями экономичности, надежности и электробезопасности.

Система с заземленной нейтралью с точки зрения экономичности дороже, так как требует устройства защитного заземления, применения третьего комплекта трансформаторов тока и реле (в нейтрали трансформатора), всякое замыкание на землю в такой системе вызывает ее отключение и ущерб, связанный с недоотпуском электроэнергии. Следовательно, система с глухим заземлением нейтрали является менее надежной в сравнении с системой с изолированной нейтралью.

С точки зрения электробезопасности в установках с заземленной нейтралью прикосновение человека к токоведущим частям или корпусу механизма с поврежденной изоляцией вызывает протекание через него тока однофазного замыкания $I_{ч}^{(1)} = U_{\phi} / R_{ч}$. Опасность поражения человека электрическим током зависит от величины тока и длительности

его протекания. Ниже приведены критерии безопасности для человека при токе 50 Гц [18].

Время действия тока на человека, с	30	1,0	0,7	0,5	0,2	0,1
Допустимый ток через тело человека, мА	6	65	75	100	250	500
Напряжение прикосновения, В	65	65	75	100	250	500

Нельзя исключать возможность быстрого отключения установки аппаратами защиты при пробое изоляции одного из проводов на корпус в схеме зануления (рис. 5.4) при правильном выборе их уставок срабатывания, подробно см. [16].

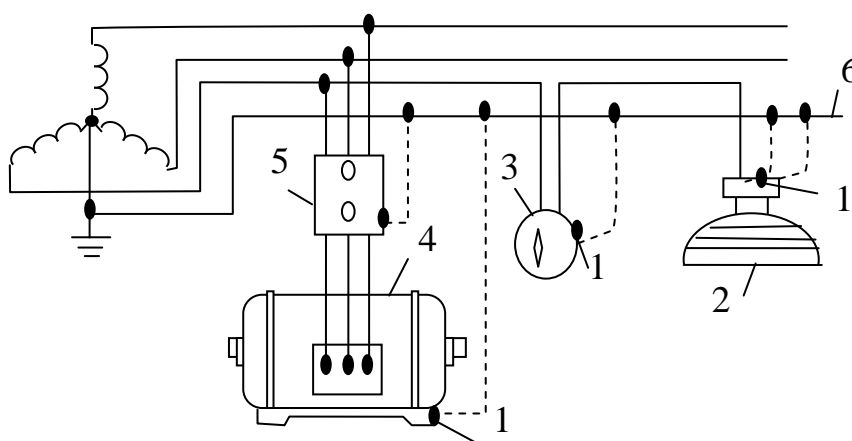


Рис. 5.4. Схема зануления элементов электроустановки до 1000 В с глухим заземлением нейтрали:

1 – заземляющий винт или болт; 2 – осветительная арматура; 3 – выключатель в металлическом корпусе; 4 – электродвигатель; 5 – пускатель; 6 – нулевой провод

Выбор режима нейтрали в электроустановках до 1 кВ решается следующим образом.

В наиболее распространенных четырехпроводных сетях до 0,4 кВ, общих для силовых и осветительных нагрузок, нейтраль трансформатора и нейтральный (нулевой) провод обязательно заземляются (рис. 5.3, 5.4). Это определяется тем, что сопротивление изоляции нейтрального провода ниже, чем фазного. Контроль изоляции нейтрального провода в режиме нормальной эксплуатации сложен. Дефекты изоляции нейтрального провода постепенно накапливаются, ничем себя не проявляя. Кроме того, в четырехпроводной сети с изолированной нейтралью

при замыкании фазы на землю нейтральный провод может длительно оказываться под фазным напряжением и прикосновение к нему представляет опасность.

Трехпроводные сети постоянного тока работают с глухозаземленной (эффективно заземленной) нейтралью.

Сети напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью обладают малыми значениями токов однофазного замыкания на землю $I_3^{(1)}$, что является существенным преимуществом перед сетями с глухим заземлением нейтрали (рис. 5.5). Однако $I_3^{(1)}$ может быть безопасным при малоразветвленной сети с хорошей изоляцией. В сильно разветвленных сетях следить за состоянием изоляции сложно, возникшие замыкания своевременно не выявляются и система может длительно работать с замыканием на землю в одной точке. За счет емкостной составляющей $I_3^{(1)}$ может быть значительным, а компенсация емкостного тока в этих сетях не применяется.

Таким образом, в сетях до 1 кВ допустимы оба режима работы нейтрали. При малом разветвлении сети имеет преимущество система с изолированной нейтралью. В электроустановках трехфазного тока 500–660 В нейтраль изолирована.

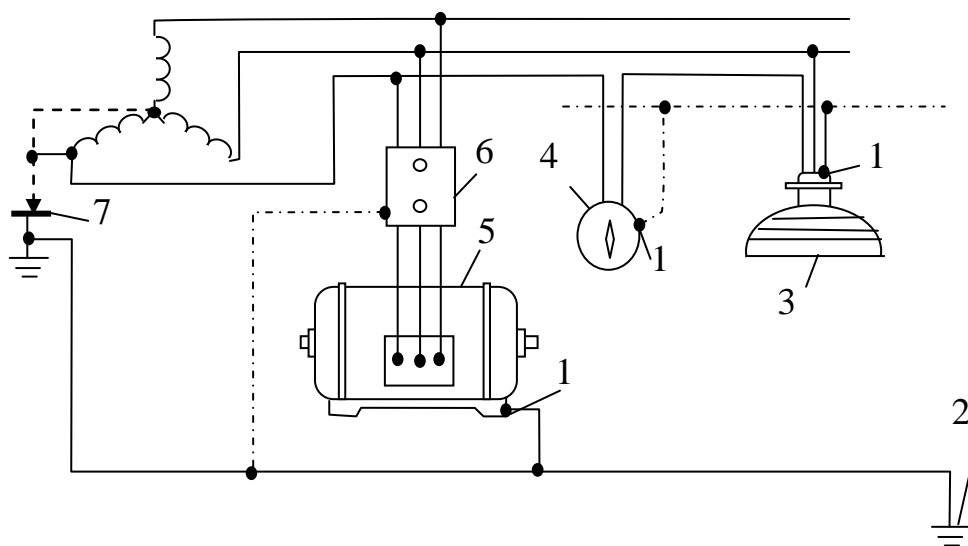


Рис. 5.5. Схема защитного заземления элементов электроустановки до 1000 В с изолированной нейтралью:

- 1 – заземляющий винт или болт; 2 – магистраль заземления; 3 – осветительная арматура; 4 – выключатель в металлическом корпусе; 5 – электродвигатель; 6 – пускатель; 7 – пробивной предохранитель

Электроустановки с изолированной нейтралью следует применять при повышенных требованиях по безопасности (торфоразработки, гор-

ные карьеры, угольные шахты и др.) и при условии, что в электроустановках обеспечивается контроль изоляции сети, быстрое обнаружение и ликвидация оперативным персоналом или автоматическими устройствами контроля замыкания на землю. Это объясняется тем, что даже при малых однофазных токах замыкания на землю напряжение прикосновения может быть значительным ($I_{\text{ч}} = \sqrt{3}U_{\text{ф}} / R_{\text{ч}}$) при отсутствии защитного заземления. Поражения человека током, вызванные прикосновением к металлическим корпусам электроустановок при пробое фазы на корпус, предотвращаются главным образом применением защитных заземлений металлических частей (корпусов) электрооборудования:

$$I_{\text{ч}} = U_{\text{прик}} / R_{\text{ч}}, \quad U_{\text{прик}} = I_3^{(1)} \cdot R_3,$$

где $I_3^{(1)}$ – ток однофазного замыкания на землю, R_3 – сопротивление заземления металлического корпуса электрооборудования (защитного заземления).

Безопасные значения напряжения прикосновения в зависимости от длительности протекания тока были приведены выше. Значение $I_3^{(1)}$ рассчитывается по формуле (5.3) или (5.4).

6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

6.1. Общие положения

При решении задач оптимизации систем электроснабжения предприятий возникает необходимость сравнения нескольких (не менее двух–трех) вариантов. Многовариантность задачи обуславливает проведение технико-экономических расчетов (ТЭР) с целью экономического обоснования выбранного варианта. Из сравниваемых вариантов оптимальным считается вариант, обеспечивающий минимум приведенных годовых затрат, т. е. $Z = \min$.

В настоящее время основным документом, в котором обобщены и методически оформлены руководящие указания по экономическим расчетам в области промышленной энергетики, является «Методика технико-экономических расчетов в энергетике» (1966 г., 12 с.). В соответствии с этими материалами критерием оптимальности варианта служит уровень приведенных годовых затрат, т.е. его экономическая эффективность.

К числу оптимизационных задач в системах электроснабжения промышленных предприятий относятся следующие:

- выбор рациональных с точки зрения технико-экономических показателей схем электроснабжения предприятия в целом и отдельных цехов;
- технически и экономически обоснованный выбор числа, мощности и режима работы трансформаторов ГПП (ПГВ) и цеховых ТП;
- выбор рациональных напряжений в системе внешнего и внутризаводского электроснабжения предприятия;
- выбор экономически целесообразных средств компенсации реактивной мощности и мест их размещения;
- выбор сечения проводников в зависимости от ряда технических и экономических факторов;
- выбор электрических коммутационных и защитных аппаратов и токоведущих частей;
- выбор целесообразной мощности собственной ТЭЦ и генераторных установок при их необходимости.

6.2. Методика определения технико-экономической эффективности капитальных вложений

На 1 УР (рис. 2.1) выбор питающих кабелей, способа их прокладки, схемы управления ЭП, пускателей, автоматических выключателей и

т. д. осуществляется по техническим требованиям и ТЭР не требуются из-за очевидной нецелесообразности. Для 2УР также ТЭР не производятся. Технические требования выбора числа и мощности цеховых ТП рассмотрены [16]. В отношении внутрицеховых схем электроснабжения можно подойти вариантно, сравнивая магистральное и радиальное питание, однако выбор варианта можно обусловить техническими требованиями, например надежностью электроснабжения ЭП, что и рассмотрено [16]. Распределительные подстанции (пункты) РП 10(6) кВ – их необходимость, количество, места размещения – определяются в основном техническими требованиями, когда эти РП размещаются внутри предприятия (не совмещаются 4УР и 6УР). По [12] для предприятий средней мощности при необходимости согласования с энергосистемой технических условий на совмещение 4УР и 6УР выполняются технико-экономические расчеты для появляющихся вариантов присоединения РП.

ТЭР становятся обязательными для 5УР и 6УР при выполнении технико-экономического обоснования (ТЭО) строительства завода (производства), в составе которого разрабатывается электрическая часть ТЭО.

Ущерб от перерыва электроснабжения в ТЭР допускается не учитывать. Однако при наличии необходимых статистических данных по аварийности оборудования и сетей в ТЭР следует включить стоимостную оценку надежности или считать сравниваемые варианты одинаковыми по надежности. ТЭР выполняются на основе определения электрических нагрузок и после выбора компенсирующих устройств – их типа, мощности, напряжения, числа и места установки.

При проектировании и принятии решения на основе ТЭР используются две взаимосвязанные формулы в качестве критериев сравнительной экономической эффективности, а именно:

- формула срока окупаемости дополнительных капитальных вложений

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_1 - K_2}{C_2 - C_1} \leq T_{\text{н}}, \quad (6.1)$$

где K_1, K_2 – капиталовложения по сопоставимым вариантам; C_1, C_2 – текущие затраты, годовые эксплуатационные расходы (себестоимость) по сравниваемым вариантам; $T_{\text{н}}$ – нормативное значение срока окупаемости; $T_{\text{ок}}$ – срок окупаемости дополнительных капиталовложений в более капиталоемкий вариант;

- формула приведенных затрат

$$З = E_{\text{н}} K_i + C_i = \min, \quad (6.2)$$

где K_i – капиталовложения по каждому варианту; C_i – текущие затраты (себестоимость) по тому же варианту; E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений. Имеет распространение модификация (6.1) в виде

$$Z = K_i + T_n C_i = \min. \quad (6.3)$$

Минимум приведенных затрат не всегда совпадает с минимумом срока окупаемости. Оптимальными являются решения при нормативном сроке окупаемости приростов, а не при минимальном его значении. Конкретнее, в системах электроснабжения минимум приведенных затрат, как критерий экономичности принятого варианта схемы электроснабжения, можно отразить в виде

$$Z = E_n \cdot K + I = E \cdot K + I_3 = \min, \text{ тыс.руб./год} \quad (6.4)$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, принимаемый равным 0,12; K – единовременное капиталовложение, тыс.руб.; $I = E_a \cdot K + E_{т.р} \cdot K + I_3$ – ежегодные текущие затраты при нормальной эксплуатации, тыс.руб./год; E_a и $E_{т.р}$ – коэффициенты отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание в долях единицы (см. табл. 3.3 Приложения); I_3 – стоимость потерь электроэнергии, тыс.руб./год; $E = E_n + E_a + E_{т.р}$ – суммарный коэффициент отчислений от капиталовложений.

6.3. Стоимость потерь электроэнергии в элементах системы ЭСПП

Стоимость потерь электроэнергии определяется по действующим двухставочным тарифам на электроэнергию [12]:

$$I_3 = m \Delta P_{\max} + m_0 \Delta P_0, \quad (6.5)$$

где m – стоимость 1 кВт максимальных нагрузочных потерь и m_0 – стоимость потерь холостого хода (были разные); ΔP_{\max} – максимальные потери активной мощности и ΔP_0 – потери холостого хода.

Стоимость потерь зависит от годового числа часов использования максимума потерь τ_{\max} (ч/год), годового числа часов включения T_b и коэффициента мощности нагрузки:

$$\begin{aligned} m &= (\alpha / T_{\max} + \beta \cdot 10^{-2}) \tau_{\max}, \\ m_0 &= (\alpha / T_{\max} + \beta \cdot 10^{-2}) T_b, \end{aligned} \quad (6.6)$$

где T_{\max} – число часов использования максимума нагрузки предприятия; α – основная ставка двухставочного тарифа, руб./кВт; β – плата за потребленную энергию, коп./(кВт·ч). Число часов включения $T_{\text{в}}$ и число часов использования максимума активной нагрузки T_{\max} принимаются в зависимости от сменности. Число часов использования максимума потерь τ_{\max} зависит от T_{\max} и $\cos \varphi$ нагрузки. Его приближенное значение при $\cos \varphi = 0,8$ определяется по формуле

$$\tau_{\max} = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760, \text{ ч.} \quad (6.7)$$

На рис. 6.1 приведена зависимость $\tau_{\max} = f(T_m)$ для различных значений $\cos \varphi$.

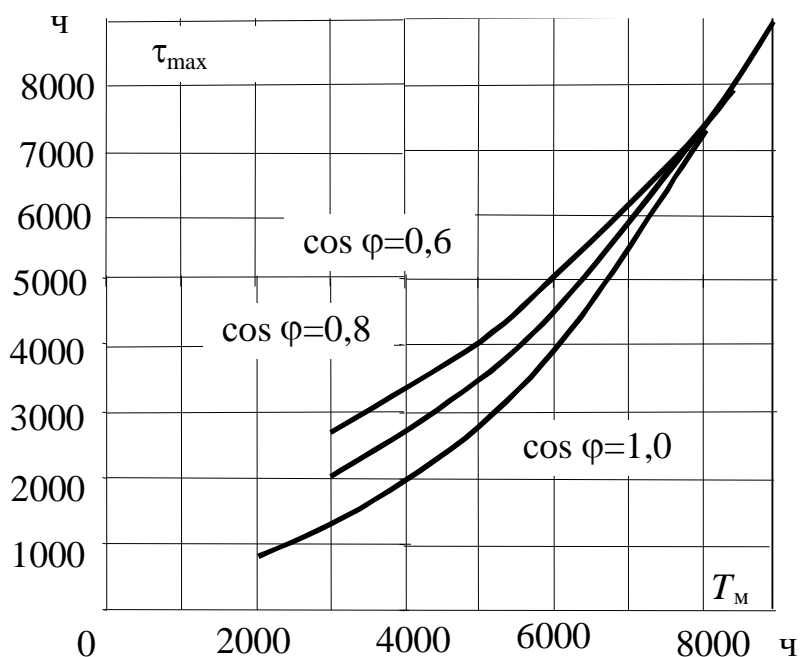


Рис. 6.1. Зависимость числа часов использования максимума потерь τ_{\max} от числа часов использования максимума нагрузки T_m при различных значениях $\cos \varphi$

Максимальные потери активной мощности ΔP_{\max} для основных элементов системы ЭСПП определяются следующим образом:

- для кабельных и воздушных линий электропередачи, токопроводов

$$\Delta P_{\max} = 3 I_{\max}^2 R \cdot 10^{-3} = \frac{P_m^2 + Q_m^2}{U_H^2} R \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (6.8)$$

где $R = R_0 L$ – активное сопротивление линии, Ом; $I_{\max} = I_p$ – расчетный (максимальный) ток в нормальном режиме, А;

- для трансформаторов

$$\Delta P_{\max} = \Delta P_H \cdot K_3^2, \quad (6.9)$$

где ΔP_H – номинальные активные нагрузочные потери, кВт (потери короткого замыкания); K_3 – коэффициент загрузки трансформатора; $K_3 = I_{\max}/I_{H.tr}$, где I_{\max} – максимальная нагрузка трансформатора; $I_{H.tr}$ – номинальный ток трансформатора за расчетный период (месяц, квартал). Суммарные потери в трансформаторах

$$\Delta P = \Delta P_{\max} + \Delta P_0, \quad (6.10)$$

где ΔP_0 – активные потери холостого хода; значения ΔP_H и ΔP_0 – соответственно, номинальные (табличные) потери короткого замыкания и холостого хода для трансформаторов 110 кВ – приведены в табл. 3.1 Приложения, для других трансформаторов см. [23];

- для электродвигателей нерегулируемых или регулируемых приводов с постоянной мощностью нагрузки

$$\Delta P = \frac{P}{P_H} \cdot \Delta P_H = \Delta P_H \cdot K_3, \quad (6.11)$$

где P – нагрузка на валу ЭД, кВт; P_H – номинальная нагрузка ЭД, кВт; K_3 – коэффициент загрузки ЭД; ΔP_H – номинальные активные потери ЭД, которые в интервале нагрузок $0,5 P_H$ до P_H можно представить зависимостью $\Delta P_H = P_H(1 - \eta_H)/\eta_H$, где η_H – КПД ЭД; потери активной мощности можно определить также по формуле

$$\Delta P = \Delta P_{xx} + \Delta P_{ном.н} \cdot K_3^2,$$

где ΔP_{xx} и $\Delta P_{ном.н}$ – потери холостого хода и номинальные нагрузочные;

- для реакторов

$$\Delta P_{\max} = 3 \Delta P_1 K_3^2 \cdot 10^{-3}, \quad (6.12)$$

где ΔP_1 – потери активной мощности (кВт) в одной фазе (для сдвоенных реакторов в обеих ветвях одной фазы) при номинальном токе.

6.4. Техничко-экономическое сравнение вариантов по выбору напряжения питающей линии и линий распределительной сети предприятия

Намечаемые варианты напряжений линии должны удовлетворять следующим требованиям: надежности, экономичности, удобства эксплуатации, качества электроэнергии и возможности дальнейшего развития.

Обычно намечается два-три варианта, удовлетворяющих указанным требованиям.

Показателем экономической эффективности являются **приведенные затраты З**.

Варианту с наименьшими затратами отдается предпочтение.

Определим приведенные затраты (З) при строительстве в один этап и дальнейшей эксплуатации с неизменными годовыми издержками (затратами, И), т. е. передаваемая мощность, а следовательно, потери энергии $\Delta\mathcal{E}$, затраты на ремонт, обслуживание и другие затраты не меняются в течение срока эксплуатации.

При этих условиях приведенные затраты (тыс.р./год) будут состоять из трех частей:

- отчислений от капитальных вложений К на сооружение линий и подстанций;
- стоимости потерянной энергии $C_{1\mathcal{E}}$;
- ущерба Y_1 , т. е. математического ожидания годового вероятностного народно-хозяйственного ущерба от перерыва в электроснабжении, ухудшения качества энергии и других причин. Будем считать ущерб по вариантам сопоставимым, поэтому в ТЭР он не учитывается.

Рассмотрим эти составляющие отдельно для каждого элемента сетей (линий, подстанций).

Отчисления от капитальных вложений, тыс.руб./год. Согласно (6.4) эти отчисления будут

$$(E_n + E_a + E_{\text{тек.р}}) K = EK,$$

где E_n – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, о.е./год, зависящий от состояния народного хозяйства на данном этапе развития, в настоящее время можно принять 0,12; E_a , $E_{\text{тек.р}}$ – ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание, о.е./год. Нормы их отчислений приведены в Приложении (табл. 3.3).

Стоимость потерь электроэнергии. Для линий с учетом оплаты

за электроэнергию по двухставочному тарифу, согласно выражению (6.5),

$$I_9 = m \Delta P_{\max} + m_0 \Delta P_0 \quad [12],$$

(значение символов см. выше).

• Для трансформаторов оценку стоимости потерь электроэнергии в дополнение к вышеизложенному рассмотрим [23].

Стоимость потерь электроэнергии группы одинаковых параллельно включенных трансформаторов

$$C_{\Delta \text{этр}} = n \Delta P_x \cdot C_{\text{эх}} T_v + \frac{1}{n} \Delta P_k K_z^2 C_{\text{эк}} \tau_{\max}, \quad \text{руб./год}, \quad (6.13)$$

где n – число трансформаторов в группе; ΔP_x и ΔP_k – номинальные (табличные) потери холостого хода и короткого замыкания, кВт, соответственно (их значения см. в табл. 3.1 Приложения); $C_{\text{эх}}$ и $C_{\text{эк}}$ – стоимость 1 кВт·ч потерь энергии холостого хода и короткого замыкания, соответственно; T_v – время работы трансформаторов, ч/год; при $\tau = T_{\max} = 8760$ ч, $C_{\text{эх}} = C_{\text{эк}}$; значение K_z см. выше.

6.5. Ущерб

Народно–хозяйственный ущерб от перерыва электроснабжения и понижения качества энергии включает в себя следующие составляющие:

1) ущерб от перерыва электроснабжения, пропорциональный недоотпущенной энергии. Сюда входят ущерб от недоотпуска продукции, оплата за простой, непроизводительные расходы материалов:

$$Y_{\text{нд}} = Y_0 E_{\text{нд}},$$

где Y_0 – удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии, р./кВт·ч (его можно принять $Y_0 = 0,6\text{--}0,85$ руб./кВт·ч); $E_{\text{нд}}$ – энергия потребителей,

$$E_{\text{нд}} = T_{\text{сум}} \cdot \mathcal{E}_{\text{год}}/8760, \quad (6.14)$$

где $\mathcal{E}_{\text{год}}$ – годовое потребление энергии, кВт·ч/год; $T_{\text{сум}}$ – суммарная продолжительность перерыва электроснабжения в год;

2) ущерб, зависящий от продолжительности перерыва и количества недоотпущенной энергии, Y_0^1 (руб./кВт), сюда входит ущерб от нарушения технологического процесса, брака продукции, порчи сырья, а также затраты на восстановление и наладку технологического процесса;

3) ущерб от понижения качества энергии – отклонения напряжения и частоты, нарушения симметрии напряжения. На стадии технического задания составляющие ущерба пп. 2 и 3 не учитываются.

Таким образом, **приведенные затраты**

$$З = ((E_n + E_a + E_{\text{тек.р}}) K + I_э + Y, \text{руб./год} \quad (6.15)$$

Суммирование производится по элементам системы (линиям, трансформаторам и т. д.). Вариант считается оптимальным, если приведенные затраты минимальны. Если какая-либо составляющая этих затрат входит во все сравниваемые варианты (величина постоянная), она может не учитываться, так как на выбор варианта не влияет.

Сравнение вариантов может производиться также по удельной расчетной стоимости передачи энергии

$$C_n = З/\mathcal{E}_{\text{год}} = З/(P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}}), \text{руб./кВт}\cdot\text{ч}, \quad (6.16)$$

где P_{max} – максимальная передаваемая мощность, кВт; величина T_{max} зависит от потребителя (см. табл. 3.4 Приложения).

Важным показателем является также себестоимость передачи энергии, по выражению (6.5) равная:

$$C_c = I_э/\mathcal{E}_{\text{год}} = I_э/(P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}}), \text{руб./кВт}\cdot\text{ч}.$$

Для принятия оптимального варианта необходимо рассмотреть несколько вариантов линий по напряжению совместно с несколькими по мощности трансформаторами ГПП (ПГВ).

Результаты расчетов желательно представить в виде таблицы.

Таблица 6.1

Итоговая таблица экономического сравнения вариантов

Наименование затрат	Варианты			
	1	II	III	...
Капитальные затраты K , руб./год				
Ежегодные отчисления от капитальных затрат $(E_a + E_{\text{р.обс}}) K$, руб./год				
Потери электроэнергии $\Delta\mathcal{E}$, кВт.ч				
Стоимость потерь электроэнергии $I_э$, по выражению (6.5), руб./год				
Ущерб, Y , руб./год				
Ежегодные текущие затраты, издержки (годовые эксплуатационные расходы) $I = (E_a + E_{\text{т.р.обс}}) K + I_э + Y$, руб./год				
Приведенные затраты $З = E_n K + I$, руб./год				

На рис. 6.2 приведены удельные показатели стоимости потерь электроэнергии в электрических сетях [23].

В Приложении 4 рассмотрен пример определения приведенных затрат при сравнении питающих линий различных сечений.

В Приложениях 5 и 6 приведены удельные стоимости воздушных линий 110 кВ и 35 кВ, тыс.руб./км.

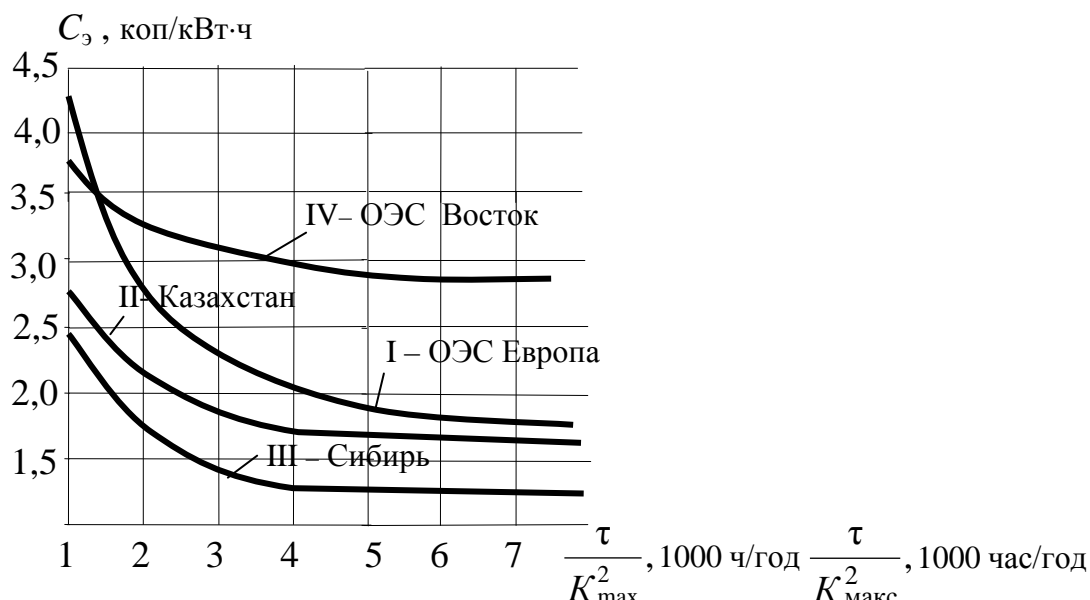


Рис. 6.2. Удельные показатели стоимости потерь электроэнергии в электрических сетях (K_{\max}^2 – коэффициент участия предприятия в максимуме системы, равный 0,95)

Вопросы и задания для самопроверки

1. Критерий оптимального выбора варианта питающей линии и блока «линия–трансформатор»?
2. Оптимизационные задачи в системах ЭСПП?
3. С какого уровня проведение ТЭР обязательно?
4. По каким формулам рассчитываются критерии экономической эффективности?
5. Как определяется стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу расчета за электроэнергию?
6. Дайте определение T_{\max} и τ_{\max} .
7. Охарактеризуйте потери электроэнергии в линиях и трансформаторах.
8. Охарактеризуйте потери электроэнергии в ЭД и реакторах.
9. Назовите составляющие ущерба.
10. В каких случаях не все составляющие ущерба учитываются?

11. Дайте определение понятию «удельная расчетная стоимость».
12. Как определить себестоимость передачи электроэнергии?

7. КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

7.1. Основные понятия и соотношения

Короткие замыкания (КЗ) всех видов в электротехнических установках сопровождаются резким увеличением тока в цепи от источника питания до места КЗ. Поэтому все оборудование в системах электроснабжения проверяется на действие токов КЗ и должно быть устойчиво к ним. Различают следующие виды КЗ: трехфазное или симметричное – все три фазы соединяются между собой; двухфазное – две фазы соединяются между собой, не соединяясь при этом с землей; однофазное – одна фаза соединяется с заземленной нейтралью источника; двойное замыкание на землю – две фазы соединяются между собой и с землей.

Основные причины возникновения токов КЗ: повреждение изоляции отдельных частей электроустановки; перекрытия токоведущих частей; неправильные действия обслуживающего персонала.

Следствия возникновения КЗ в системе ЭСПП могут быть следующие: нарушение нормального режима работы энергосистемы; прекращение электроснабжения ЭП, присоединенных к точке КЗ; нарушение нормальной работы смежных (с повреждениями) ЭП, присоединенных к общим шинам с поврежденным ЭП, в результате снижения напряжения на шинах.

Меры по повышению надежности работы электроустановок: устранение причин, вызывающих КЗ; применение быстродействующей релейной защиты и устройств АПВ и АВР для быстрого восстановления электроснабжения; правильное определение значений токов КЗ для выбора устройств релейной защиты, автоматики и электрооборудования, в том числе выбор оборудования для ограничения токов КЗ.

Возникающие в сети короткие замыкания сопровождаются переходными процессами. На рис. 7.1 приведены кривые изменения тока КЗ во времени в системе неограниченной мощности ($S_c = \infty$). Для удобства анализа переходного процесса кривая тока КЗ (осциллограмма тока) разлагается на две составляющие: периодическую и апериодическую; при КЗ в системе $S_c = \infty$ периодическая составляющая тока КЗ не затухает в отличие от КЗ в системе ограниченной мощности или при КЗ вблизи ИП. Принимаются следующие обозначения токов: $i_{\text{но}}$ – мгновенные значения тока нагрузки в момент КЗ; i_y – мгновенное значение ударного тока КЗ через полпериода после возникновения КЗ (по его

значению проверяют электрические аппараты, шины и изоляторы на динамическую устойчивость), $I_{n.\max}$, i_{nt} – соответственно, максимальное и мгновенное значения периодической составляющей тока КЗ; $I_{a.\max}$, i_{at} – соответственно, максимальное и мгновенное значения тока апериодической составляющей тока КЗ; I_∞ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ (по величине I_∞ проверяют электрические аппараты и токоведущие части на термическую устойчивость); $I'' = I_{n0}$ – начальное действующее значение периодической составляющей

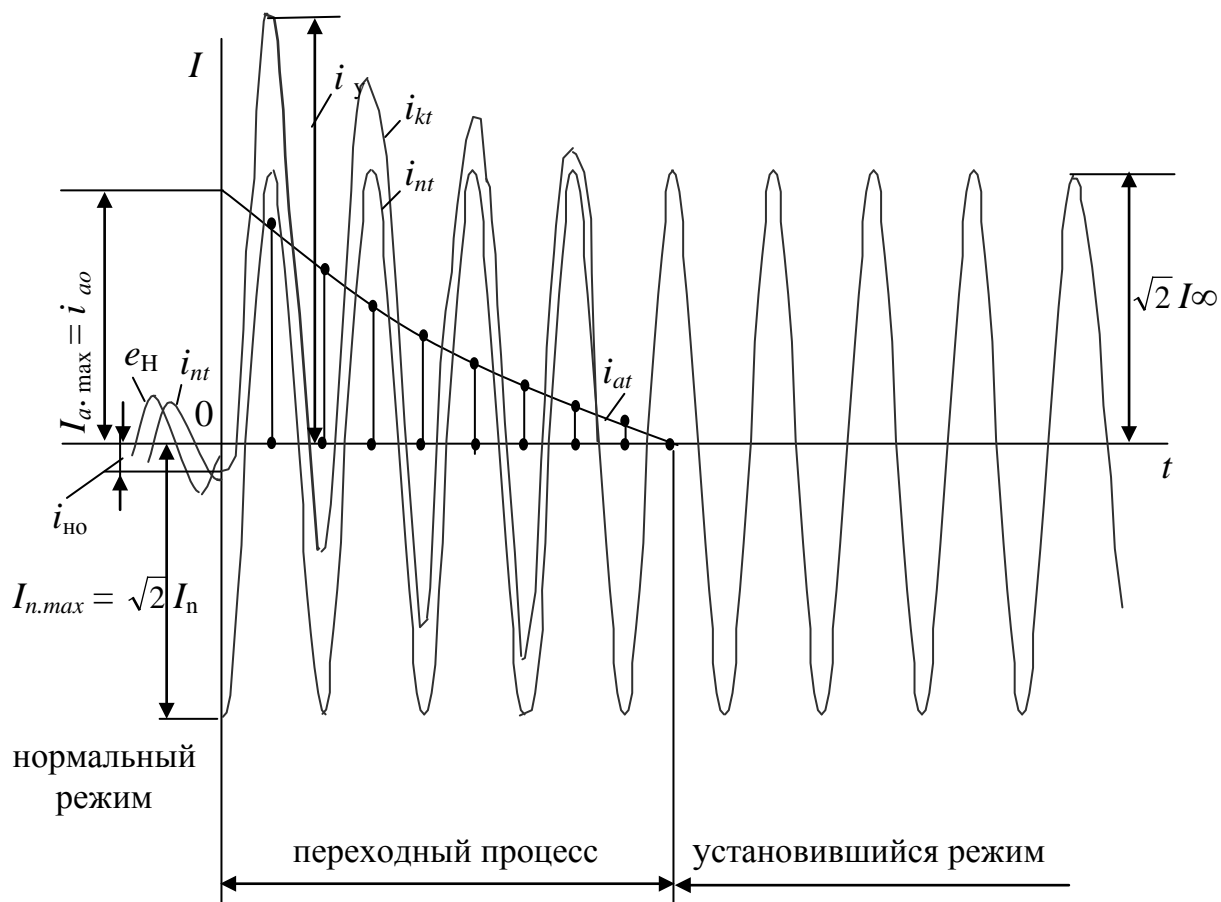


Рис. 7.1. Кривые изменения тока при коротких замыканиях щей тока КЗ (сверхпереходный ток КЗ).

Действующее значение полного тока КЗ для произвольного момента времени t определяется соответствующими составляющими – периодической i_{nt} и апериодической i_{at} тока КЗ. Периодическая составляющая тока КЗ изменяется по гармонической кривой в соответствии с синусоидальной ЭДС генератора; апериодическая составляющая определяется характером затухания тока КЗ, который, в свою

очередь, определяется активным сопротивлением цепи и обмоток статора генератора. В цепи напряжением выше 1000 В, где значение активного сопротивления мало, время затухания апериодической составляющей равно 0,15–0,2 с.

Известно, что в цепи, содержащей индуктивность, всякое изменение тока вызывает изменение магнитного потока, который наводит в этой цепи ЭДС самоиндукции. Под действием последней в цепи устанавливается апериодический ток обратного направления (рис. 7.1), который в начальный момент ($t = 0$) равен разности мгновенных значений токов нагрузки рабочего режима $i_{н0}$ и периодической составляющей тока КЗ $i_{н0} = I_{н.макс}$:

$$i_{a0} = i_{н0} - I_{н.макс}. \quad (7.1)$$

Таким образом, вследствие инерции магнитного потока не происходит мгновенного изменения тока, так как возникновение апериодической составляющей не позволяет в начальный момент КЗ мгновенно измениться току $i_{н0}$ до $I_{н.макс}$.

Основные соотношения между токами КЗ

Рассмотрим связь между i_y , $I_{н0}$ (действующее значение) с учетом

$$i_a = I_{amax} e^{-t/T_a}, \quad (7.2)$$

где I_{amax} – амплитудное (максимальное) значение апериодической составляющей; T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей, определяемая соотношением между индуктивностью L_k и активным сопротивлением r_k цепи до точки КЗ:

$$T_a = L_k / r_k. \quad (7.3)$$

Учитывая, что $\omega = 2\pi f_{ном} = 2\pi f_k$, $x_k = \omega L_k = 314 L_k$, откуда $L_k = x_k / 314$, получим

$$T_a = L_k / r_k = x_k / (314 r_k). \quad (7.3a)$$

Ударный ток через полпериода с момента возникновения КЗ

$$i_y = i_a + I_{н.макс}, \quad (7.4)$$

где $I_{н.макс} = \sqrt{2} I_{н.0}$ – максимальные значения периодической составляющей.

Подставляя значения (7.2) в (7.4), получим

$$i_y = I_{a.\max} \cdot e^{-t/T_a} + I_{n.\max} \cdot \quad (7.5)$$

В момент $t = 0$ $I_{n.\max} = I_{a.\max}$, тогда

$$i_y = I_{n.\max} + I_{n.\max} \cdot e^{-t/T_a} = I_{n.\max} (1 + e^{-t/T_a}) = \sqrt{2} I_{n0} (1 + e^{-t/T_a}). \quad (7.6)$$

Обозначив

$$1 + e^{-t/T_a} = \kappa_y, \quad (7.7)$$

получим

$$i_y = \kappa_y \sqrt{2} I_{n0}. \quad (7.8)$$

Следовательно, ударным коэффициентом κ_y учитывается (через T_a) соотношение между активным и индуктивным сопротивлениями цепи КЗ, т. е. расстояние точки КЗ от ИП (генератора).

Для воздушных ЛЭП 1 кВ постоянная времени $T_a = 0,05$ с; тогда по формуле (7.7) найдем $\kappa_y = 1,8$ и по формуле (7.8) – ударный ток

$$i_y = 1,8 \sqrt{2} I_{n0} = 2,55 I_{n0}. \quad (7.9)$$

Если ЭДС источника неизменна (например, при питании от сети неограниченной мощности), то и периодическая составляющая тока КЗ будет неизменна:

$$I'' = I_{n0} = I_k. \quad (7.10)$$

При вычислении тока КЗ в удаленных от генератора точках, где активное сопротивление значительно (за трансформаторами малой мощности, в кабельной сети), ударный коэффициент определяют по кривой зависимости $\kappa_y = f(T_a) = f[x/(314r)]$ (рис. 7.2). Наибольшее действующее значение полного тока КЗ в течение первого периода КЗ, а так же как и для мгновенных значений тока КЗ,

$$I_y = \sqrt{I_n^2 + I_{at}^2}. \quad (7.11)$$

По величине I_y проверяются аппараты на динамическую устойчивость (в течение первого периода КЗ). Так как для $t = 0,01$ с

$$I_{at} = i_y - i_{n.\max} = \kappa_y I_{n.\max} - I_{n.\max} = \sqrt{2} I_{n0} \cdot (\kappa_y - 1), \quad (7.12)$$

то, заменяя $I_{п0}$ на I_{κ} из (7.12), получим

$$I_y = \sqrt{I_{\kappa}^2 + [\sqrt{2} I_{\kappa} (\kappa_y - 1)]^2} = \kappa \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2} = I_{\kappa} q, \quad (7.13)$$

где $q = \sqrt{1 + 2(\kappa_y - 1)^2}$.

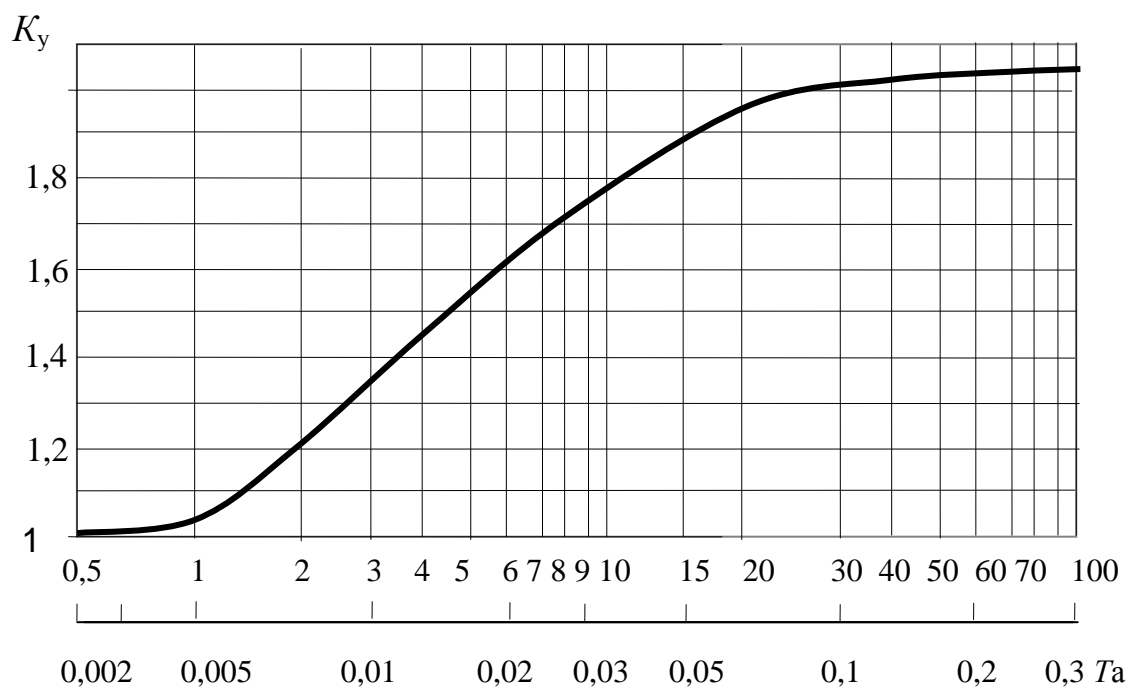


Рис. 7.2. Кривая для определения ударного коэффициента κ_y

Значения коэффициентов k_y и q , в зависимости от места КЗ, приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Место короткого замыкания	Коэффициенты	
	k_y	q

Выводы явнополюсного гидрогенератора:		
• без успокоительной обмотки,	1,95	1,68
• с успокоительной обмоткой	1,93	1,65
Выводы турбогенератора	1,91	1,63
В цепи без учета активного сопротивления	1,80	1,52
На стороне НН трансформаторов, кВА		
• 630–1000,	1,30	–
• 100–400	1,20	1,09
Удаленные точки КЗ с учетом активного сопротивления	по рис.7.2	–

7.2. Способы расчета токов короткого замыкания

Ниже будут изложены способы расчета токов КЗ в сетях выше 1 кВ, в сетях до 1 кВ расчет токов КЗ рассмотрен в [16].

Расчет токов КЗ производится исходя из следующих положений: все источники, участвующие в питании рассматриваемой точки КЗ, включены параллельно и работают с номинальной нагрузкой; синхронные машины имеют устройства АРН и устройства быстродействующей форсировки возбуждения; ЭДС всех источников питания совпадают по фазе; расчетное напряжение каждой ступени принимается на 5 % выше номинального напряжения сети; учитывается влияние на токи КЗ присоединенных к данной сети синхронных и асинхронных ЭД, синхронных компенсаторов. Влияние АД на токи КЗ не учитываются: при единичной мощности АД до 100 кВт, если при любой мощности АД отделены от места КЗ двумя или более ступенями трансформации, если ток от АД может поступать к месту КЗ через те же элементы, через которые проходит основной ток КЗ от сети, и если сопротивление этих элементов (линий, трансформаторов и т. п.) велико.

При расчете токов КЗ в сетях выше 1 кВ учитывается индуктивное сопротивление элементов сети: ЭД, трансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий, тоководов. Активное сопротивление учитывается для воздушных ЛЭП с малым сечением проводов и стальными проводами, а также для кабельных линий большой протяженности с малым сечением жил. Целесообразно учитывать активное сопротивление, если $r_{\text{сум}} \geq x_{\text{сум}}/3$, где $r_{\text{сум}}$, $x_{\text{сум}}$ – суммарные активные и реактивные сопротивления сети от ИП до места КЗ.

Для определения значений токов КЗ составляется расчетная схема, которая представляет собой схему в однолинейном исполнении, в которую введены генераторы, синхронные и асинхронные ЭД, влияющие на токи КЗ, а также элементы системы ЭСПП (линии, трансформа-

торы, реакторы), соединяющие источники электроэнергии с местом КЗ. При составлении расчетной схемы исходят из условий длительной работы электроустановок рассчитываемой сети.

Для элементов расчетной схемы принимаются следующие индуктивные сопротивления:

- для синхронных генераторов x_d'' выражается в относительных единицах и представляет собой сверхпереходное относительное реактивное сопротивление по продольной оси полюсов; для турбогенераторов $x_d'' = 0,125$; для гидрогенераторов с успокоительной обмоткой $x_d'' = 0,2$; без успокоительной обмотки – $0,27$;
- для синхронных и асинхронных ЭД $x_d'' = 0,2$;
- для трансформаторов, если пренебречь их активным сопротивлением (при $S_{н.тр} > 630$ кВА), напряжение короткого замыкания $U_k \% = x_{тр} \%$, значение $U_k \%$ приводится в каталогах (для некоторых трансформаторов см. Приложения 3.1 и 3.2);
- для воздушных ЛЭП напряжением выше 1 кВ значение $x_o = 0,4$ Ом/км;
- для кабельных линий напряжением 6–20 кВ $x_o = 0,08$ Ом/км;
- для реакторов сопротивление дается в процентах и переводится в относительные единицы или именованные;
- обобщенная нагрузка – ее относительное значение $0,35$ (подробнее в [17]);
- активное сопротивление воздушных и кабельных линий $r_o = 1000/\gamma F$, где γ – удельная проводимость (для А1 $\gamma = 32$, для Си $\gamma = 53$), м/Ом · мм², F – сечение фазы проводника, мм².

По расчетной схеме составляется схема замещения, в которой трансформаторные связи заменяются электрическими, элементы системы электроснабжения, связывающие источники электроэнергии с точкой КЗ, вводят в схему замещения сопротивлениями, а источники электроэнергии – сопротивлениями и ЭДС, которые приводятся к одной ступени напряжения (основной), на практике – это ступень напряжения, где находятся точки КЗ.

В схемах замещения параметры элементов схемы выражаются в именованных или относительных единицах (обозначаются $(*)$ в индексе), в зависимости от принятого способа расчета токов КЗ.

Расчет токов КЗ в относительных единицах

При этом методе все относительные расчетные величины приводятся к базисному напряжению $U_б$ и базисной мощности $S_б$. В качестве базисных величин принимают $U_б = U_{ср}$ – напряжение ступени, на ко-

торой находится точка КЗ; за S_6 можно принять сумму номинальных мощностей генераторов, питающих точку КЗ, или, например, 100 МВА, или $S_6 = \Sigma S_{н.тр}$ ГПП. Реактивные и активные сопротивления в схеме замещения принимаются в относительных единицах и представляют собой отношение падения напряжения на данном сопротивлении x [Ом] при номинальном токе к номинальному напряжению:

$$x^* = \sqrt{3} I_H x / U_H = \sqrt{3} S_H x / (\sqrt{3} U_H^2) = x S_H / U_H^2, \quad (7.14)$$

$$r^* = \sqrt{3} I_H r / U_H = r S_H / U_H^2, \quad (7.15)$$

$$I_6 = S_6 / \sqrt{3} U_6. \quad (7.16)$$

Относительные сопротивления элементов схемы замещения переводят в относительные базисные величины. Относительные базисные сопротивления определяются по следующим выражениям:

1) если сопротивление для линий и кабелей задано в омах на фазу, то из (7.14) и (7.15)

$$x_{*6} = x S_6 / U_H^2, \quad (7.17)$$

$$r_{*6} = r S_6 / U_H^2, \quad (7.18)$$

где x и r – Ом; S_6 – МВА; $U_H = U_6$ – кВ;

2) если сопротивление для генераторов и электродвигателей задано в относительных единицах (x^*), то

$$x_{*6} = x^* \cdot S_6 / S_H \quad (7.19)$$

(значения относительных сопротивлений генераторов, ЭД и трансформаторов приведены выше).

Учет синхронных генераторов в схемах замещения необходим, если на генераторное напряжение подключены РП к ТЭЦ, для расчета должны быть известны: S_H , U_H , x_d'' , сверхпереходная ЭДС E'' , постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a . Все перечисленные параметры, кроме ЭДС, берутся из справочных таблиц.

Средние значения ЭДС E'' (фазное значение) при нормальных условиях, отн. ед.:

- синхронный компенсатор – 1,2;
- синхронный двигатель – 1,1;
- асинхронный двигатель – 0,9;
- обобщенная нагрузка – 0,85.

Известно, что

$$E'' = U_H + U_H x_d'' S_H,$$

отсюда

$$E'' = K U_H,$$

где U_H – номинальное фазное напряжение.

3) для трансформаторов $S_{H.TP} \geq 630$ кВА

$$x_{*6} = x_* \cdot S_6 / S_{H.T}, \quad (7.20)$$

где $x_* = U_K \% / 100$;

4) для трансформаторов $S_{H.T} < 630$ кВА

$$x_{*6} = \sqrt{U_K^2 - r_*^2} S_6 / S_{H.TP}, \quad r_* = \Delta P_K / S_{H.T}, \quad (7.21)$$

где ΔP_K – потери КЗ (см. табл.3.1 и 3.2 Приложения 3).

Относительное активное сопротивление трансформатора, приведенное к базисной мощности

$$r_{*6} = r_* \cdot S_6 / S_{H.T}, \quad (7.22)$$

4) если известно сопротивление реактора x_p (%), то

$$x_{*6} = (x_p / 100) I_6 \cdot U_H / I_H \cdot U_6 \quad (7.23)$$

(сопротивление реактора $x_p = \frac{X_p \% U_p}{100 \sqrt{3} I_p}$).

Мощность короткого замыкания S_t для времени t определяется током для указанного момента времени $S_t = \sqrt{3} U_H \cdot I_t$.

Если источник питания, заданный суммарной мощностью генераторов $S_{Г.сум}$ (с учетом условия их объединения) и результирующим сопротивлением для $t = 0$, x_c (сопротивление системы), то такой источник рассматривается как эквивалентный генератор с номинальной мощностью $S_{Г.сум}$ и сверхпереходным сопротивлением x_c .

Если источником питания служит мощная энергетическая система, заданная сопротивлением x_c , током КЗ $I_{К.З}$ или мощностью $S_{К.З.} = \sqrt{3} U_{ср} I_{К.З.}$, то такая энергосистема удалена от шин электроприемников сопротивлением x_c . Если необходимые данные по энергосистеме отсутствуют, расчеты производят по предельному току отключения $I_{откл}$

выключателя, установленного на шинах связи с энергосистемой, при этом

$$\begin{aligned} I_{\text{откл}} &= I_{\text{к.з}}, \text{ а } x_{\text{с}} = U_{\text{ср}} / \sqrt{3} I_{\text{к.з}}, \quad x_{\text{с}} = U_{\text{ср}}^2 / S_{\text{к.з}}^2; \\ S_{\text{к.з}}^{(3)} &= \sqrt{3} U_{\text{ср.н}} \cdot I_{\text{к.з}}^{(3)}; \quad x_{\text{с.б}}^* = S_{\text{б}} / S_{\text{к.з}} = S_{\text{б}} / S_{\text{откл}}; \\ x_{\text{с.б}}^* &= I_{\text{б}} / I_{\text{к.з}} = I_{\text{б}} / I_{\text{откл}}. \end{aligned} \quad (7.24)$$

При расчете токов КЗ в относительных единицах следует различать два случая:

1. **Расчет токов КЗ от источника неограниченной мощности.** $S_{\text{с}} = \infty$ или $S_{\text{с}} \gg S_{\text{н.тр.сум}}$ (ГПП, ПГВ), питающего точку КЗ, или точка КЗ значительно удалена от источника питания. В этом случае периодическая составляющая тока КЗ не затухает до момента отключения тока КЗ

$$\sqrt{2} I_{\text{н.о}} = \sqrt{2} I_{\text{н.}\infty},$$

в этом случае расчет токов КЗ по приведенным выше формулам, а именно:

$$I_{\text{н.о}} = I_{\infty} = I_{\text{к.з}} = I_{\text{б}} / Z_{\text{б.сум}}, \quad (7.25)$$

где

$$Z_{\text{б.сум}}^* = \sqrt{x_{\text{б.сум}}^{*2} + r_{\text{б.сум}}^{*2}} - \quad (7.26)$$

полное сопротивление, выраженное в относительных единицах и приведенное к базисной мощности; если $r_{\text{б.сум}}^* < 0,3x_{\text{б.сум}}^*$, то оно не учитывается, тогда имеем

$$I_{\text{к.з}} = I_{\text{б}} / x_{\text{б.сум}}^*, \quad (7.27)$$

$$S_{\text{к.з}} = S_{\text{б}} / x_{\text{б.сум}}^*. \quad (7.28)$$

Нахождение указанных сопротивлений цепи КЗ производится по схеме замещения, в которой каждый элемент имеет порядковый номер (счет от ИП) и значение сопротивления, приведенное к базисной мощности и напряжению ступени точки КЗ (например: 2/0,5); затем схема упрощается (сворачивается) по правилам электротехники сложением всех последовательных и параллельных сопротивлений элементов схемы (активные сопротивления создают свою ветвь); примеры расчетных схем и схем замещения см. в Приложении 7. Сопротивление системы $x_{\text{с}}$ в схемах замещения может приниматься равным нулю или определяться по (7.24).

Если к точке КЗ притекает ток по одной ветви (цепи) от несколь-

ких генераторов, находящихся в примерно одинаковых условиях, то условием объединения генераторов в один ИП будет: $\frac{S_1 x_1''}{S_2 x_2''} = 0,4 - 2,5$,

где S_1, S_2 – соответственно, мощность генераторов (кВА) и x_1'', x_2'' – сверхпереходные сопротивления генераторов.

Если расчетная схема в результате преобразований может быть представлена как две или несколько независимых генерирующих ветвей, ударный ток в месте КЗ определяется как сумма токов этих ветвей и при условии, что ИП находятся примерно в одинаковых условиях и схему можно считать условно–радиальной, каждая ветвь соответствует своему генератору.

Если ИП находятся в резко различающихся условиях по отношению к точке КЗ, что имеет место при разной электрической удаленности генераторов (ИП), при их разнотипности, различной мощности, наличии или отсутствии АРН и т. п., расчет токов КЗ ведется с учетом коэффициента распределения (см. ниже).

2. Расчет токов КЗ по расчетным кривым. Если точка КЗ находится вблизи источника питания (на шинах электростанции или на линии, расположенной поблизости от нее), то периодическую составляющую тока КЗ можно определить по расчетным кривым (кривым затухания). Указанные кривые (рис. 7.3) представляют собой зависимость кратности k_1 периодической составляющей тока КЗ от расчетного сопротивления $x_{\text{расч}}$ (для времени, принимаемого от начала возникновения КЗ).

При этом следует учитывать, что указанные кривые рассчитаны для одного турбогенератора или гидрогенератора с АРВ. Если считать, что генераторы системы однотипны и сопротивления линий (от генераторов до точки КЗ) одинаковы, то указанные кривые можно использовать для расчета периодической составляющей тока КЗ в точках, близких к источникам питания.

Расчетное сопротивление $x_{\text{расч}}$ представляет собой результирующее сопротивление схемы замещения, отнесенное к суммарной номинальной мощности источника питания,

$$x_{\text{расч}}^* = x_{\text{б}}^* S_{\text{н.сум}} / S_{\text{б}}, \quad (7.29)$$

где $S_{\text{н.сум}}$ – суммарная номинальная мощность ИП.

Если при расчете принять $S_{\text{б}} = S_{\text{н.сум}}$, то

$$x_{\text{расч}}^* = x_{\text{б}}^*. \quad (7.30)$$

Периодическая составляющая тока КЗ при пользовании расчетными кривыми

$$I_t = K_t \cdot I_{\text{н.сум}} = K_t \cdot S_{\text{н.сум}} / (\sqrt{3} U_{\text{н}}), \quad (7.31)$$

где $I_{\text{сум}}$ – суммарный ток ИП; $U_{\text{н}}$ – напряжение ступени, для которой рассчитывается ток КЗ.

Мощность КЗ пропорциональна току КЗ, следовательно,

$$S_t = K_t \cdot S_{\text{н.сум}}. \quad (7.32)$$

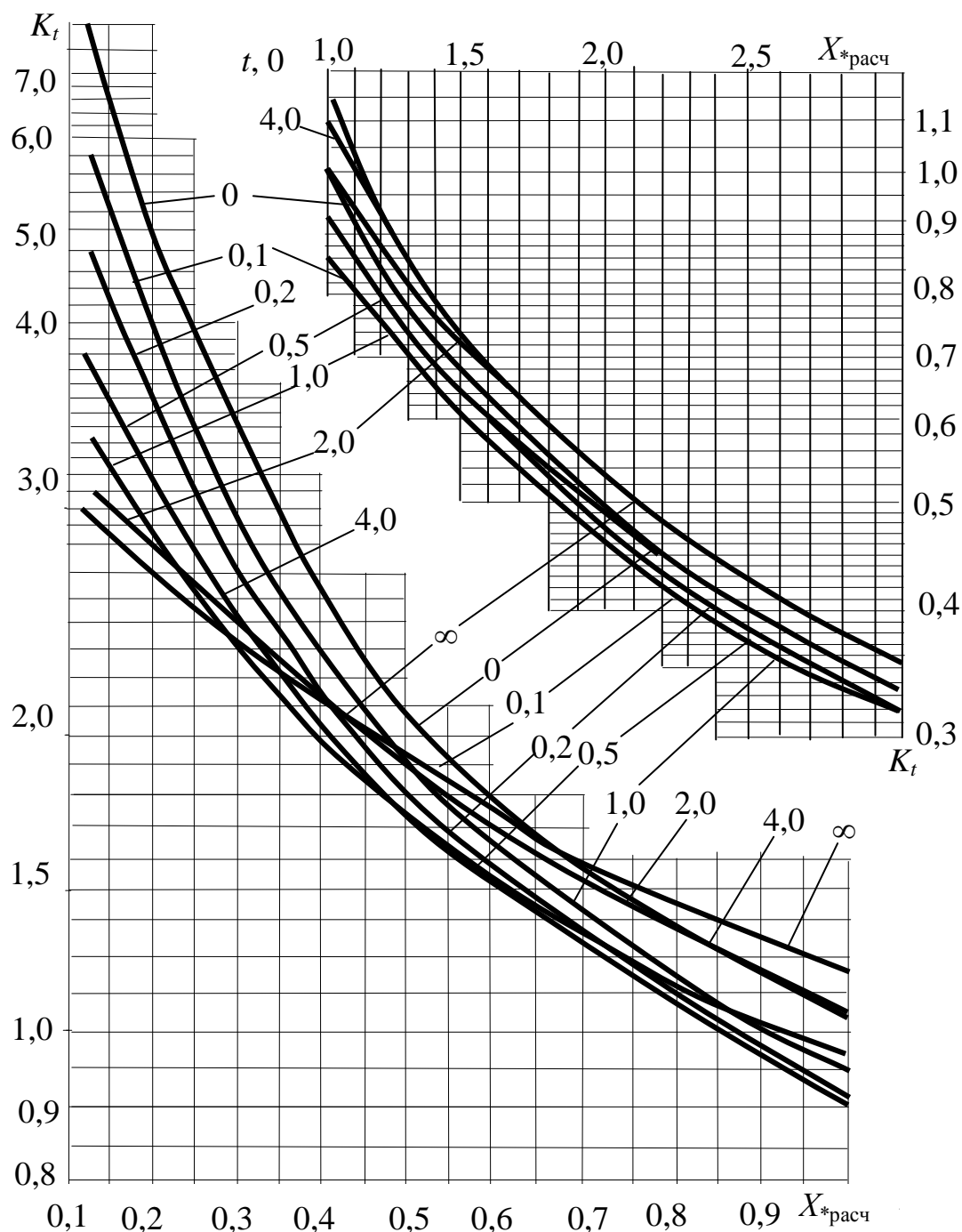


Рис. 7.3. Кратность периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания при питании от турбогенератора с АРВ

Расчетными кривыми можно пользоваться также для определения тока двухфазного КЗ

$$I_t^{(2)} = \sqrt{3} K_t^{(2)} I_{сум}. \quad (7.33)$$

Кратность $K_t^{(2)}$ тока при двухфазном КЗ находят (рис. 7.3), принимая $x_{*расч}^{(2)} = 2x_{*расч}^{(3)}$. Отметим, что при $x_{*расч}^{(3)} > 3$ ток двухфазного КЗ $I_{КЗ}^{(2)}$ меньше $I_{КЗ}^{(3)}$, так как соотношение между указанными токами

$$I_t^{(2)} = \sqrt{3} I_t^{(3)} / 2 x_{*расч}^{(3)} = 0,865 I_t^{(3)}. \quad (7.34)$$

Суперпозицию токов КЗ отдельных ветвей можно применить при расчете токов по кривым затухания, как и в случае расчета токов КЗ от источника неограниченной мощности. Токи КЗ от источников питания по каждой ветви (от одной до m) находятся отдельно, и сумма дает ток в месте КЗ. В случае пользования кривыми затухания (рис. 7.3) для каждой генерирующей ветви определяется ее расчетная реактивность (отнесенная к суммарной номинальной мощности генераторов только данной ветви) и по соответствующим расчетным кривым для интересующего момента t – значения их относительных токов (коэффициентов затухания) $K_{t1}, K_{n,t2}, \dots, K_{n,tm}$; искомая величина периодической составляющей тока в месте КЗ будет

$$I_{n,t} = K_{n,t1} \cdot I_{сум1} + K_{n,t2} \cdot I_{сум2} + K_{n,tm} + \dots + K_{n,tm} \cdot I_{сум},$$

где $I_{сум1} = S_{сум1} / \sqrt{3} U_H$; $I_{сум2} = S_{сум2} / \sqrt{3} U_H$ и т.д. – номинальный ток отдельных генерирующих ветвей, приведенный к напряжению ступени, где расположена точка КЗ.

Примеры расчета токов КЗ от источника неограниченной мощности и по кривым затухания приведены в Приложении 7. В Приложении 8 приведены схемы замещения двухобмоточного и трехобмоточного трансформатора, выражения для определения $U_K \%$ и x_T двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов, относительные и абсолютные сопротивления ЭД и реакторов.

Влияние синхронных и асинхронных ЭД на токи КЗ

Учет подпитки мест короткого замыкания от электродвигателей производится, если двигатели непосредственно связаны с точкой короткого замыкания электрически и находятся в зоне малой удаленности. Токи короткого замыкания от двигателей, отдаленных от точки короткого замыкания ступенью трансформации или через обмотки сдвоенного реактора, как правило, не учитываются.

Если синхронные ЭД подключены к точке КЗ кабельными линиями длиной не более 300 м, начальное значение периодической составляющей тока КЗ $I_{п.0}$ без учета внешнего сопротивления

$$I_{с.д} = I_{п.0} = E_0'' I_{н.д} / x_d'', \quad (7.35)$$

с учетом внешнего сопротивления

$$I_{с.д} = \frac{E_0'' I_{н.д}}{\sqrt{(x_d'' + X_{вн*})^2 + r_{вн*}^2}}, \quad (7.36)$$

где x_d'' – сверхпереходное реактивное сопротивление двигателя по продольной оси, отн. ед.; E_0'' – сверхпереходная ЭДС в начальный момент КЗ, отн. ед.; $I_{н.д}$ – номинальный ток двигателя; $X_{вн*}$, $r_{вн*}$ – индуктивная и активная составляющие внешнего сопротивления. Значение сверхпереходной ЭДС

$$E_0'' = \sqrt{\cos^2 \varphi_n + (\sin \varphi_n + x_d'')^2}, \quad (7.37)$$

где $\cos \varphi_n$ – номинальный коэффициент мощности в режиме перевозбуждения.

Периодическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени определяется по кривым затухания (рис. 7.3). Значение $I_{n.t}$ в момент отключения выключателя

$$I_{n.t} = I_{n.0} \cdot K_t,$$

($K_t = 0,7$ при $t = 0$ и $K_t = 0,6$ при $t = 0,25$ с).

Влияние асинхронных ЭД учитывается, как правило, только в ударном токе КЗ. При этом максимальное значение тока КЗ от этих ЭД при трехфазном КЗ на их выводах определяется по выражению

$$i_m = \sqrt{2} \frac{0,9}{x_d''} I_{н.д}, \quad (7.38)$$

где x_d'' – относительное сверхпереходное индуктивное сопротивление АД; $I_{н.д}$ – номинальный ток АД.

Если отсутствуют справочные данные по x_d'' на АД, то

$$x_d'' = 1/K_{пуск} \cong 0,2,$$

где $K_{пуск}$ – средняя кратность пускового тока двигателя; при $x_d'' = 0,2$ значение $i_m = 6,5 I_{н.д}$.

Вычисление ударного тока КЗ с учетом влияния на его значения двигателей

Амплитудное значение ударного тока КЗ определяется по выражению (7.8)

$$i_y = K_y \sqrt{2} I'',$$

где K_y – ударный коэффициент; I'' – сверхпереходный ток в цепи КЗ в момент $t = 0$ ($I'' = I_{n.0}$).

При КЗ в цепи с малым r_k и большим x_k среднее значение K_y принимается равным 1,8, отсюда

$$i_y = 2,55 I''.$$

К ударному току от синхронных машин необходимо прибавить ударный ток КЗ от АД. При КЗ в точках сети, где заметно сказывается активное сопротивление элементов цепи КЗ, значение K_y следует определять из выражения

$$K_y = 1 + \alpha_{0,01}; \quad \alpha_t = e^{-t/T_a}; \quad T_a = x_{\text{сум}}/314 r_{\text{сум}}, \quad (7.39)$$

где $\alpha_{0,01}$ – коэффициент затухания периодической составляющей тока КЗ для $t = 0,01$ с, который находится по кривой рис. 7.4. Примеры расчета токов КЗ с учетом подпитки точки КЗ двигателями рассмотрены в [4].

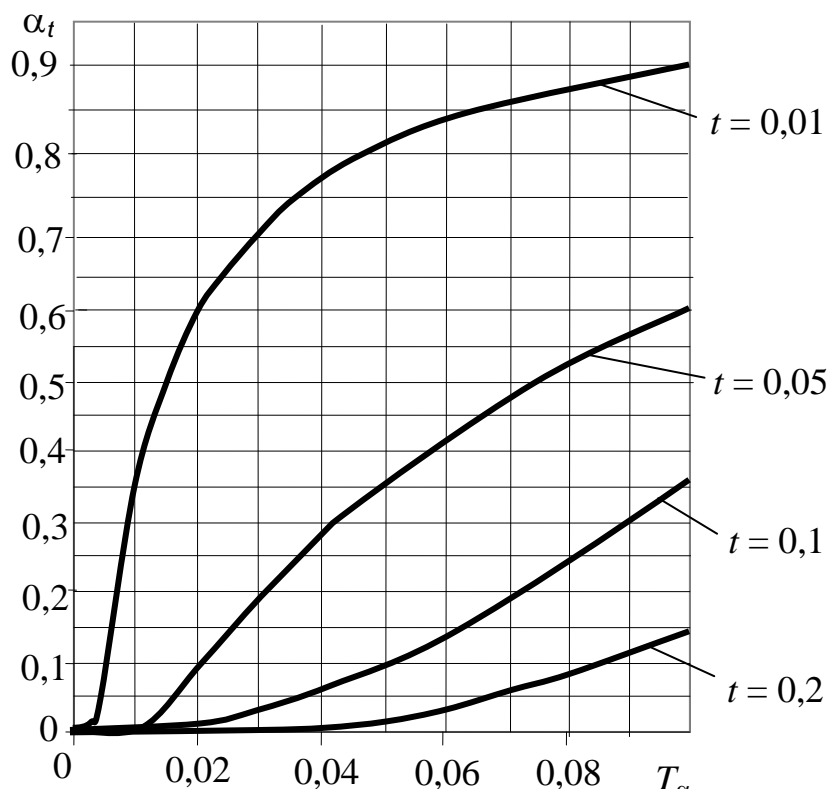


Рис. 7.4. Кривые для определения коэффициента затухания

Расчет токов КЗ в именованных единицах

Как правило, такие расчеты проводятся для релейной защиты и системной автоматики, поскольку там требования к расчету токов КЗ несколько отличаются (повышенная точность, два режима работы энергосистемы) от требований к расчету для выбора электротехнических аппаратов и проводников.

В этих расчетах может быть применен закон Ома для схемы замещения. Однако следует учитывать наличие в схеме ЭСПП: а) нескольких источников питания, например: энергосистемы и ТЭЦ; б) нескольких ступеней трансформации от ИП до места КЗ (не более трех-четырех); в) каждый из источников питания – генераторы или крупная подстанция энергосистемы – образуют свою генерирующую ветвь I, II, ..., M (можно назвать условно радиальной со своим ИП) и рассчитывается самостоятельно по току КЗ. Здесь также применим метод суперпозиции (сложение) токов в точке КЗ. Условия объединения генераторов, подключенных к общей системе шин, были рассмотрены выше. По расчетной схеме каждая из генерирующих ветвей связана с местом КЗ через несколько (или одну) ступеней трансформации с соответствующей реактивностью генератора, трансформаторов и ЛЭП. Для составления схемы замещения полученной расчетной схемы выбирается базисная ступень трансформации, соответствующая по одному из напряжений точке КЗ. В расчет, как правило, сверху (от ИП) вниз (по потоку энергии) намечается несколько точек КЗ (K_1, K_2, \dots), и каждой точке КЗ соответствует свое базисное напряжение и все электрические величины остальных ступеней, приводя к напряжению базисной ступени. Приведение производится (знак «о» над индексом) по следующим соотношениям:

$$\overset{o}{U} = U(K_{v1}K_{v2}K_{vn}); \overset{o}{I} = I[1/(K_{v1}K_{v2}K_{vn})]; \overset{o}{Z} = Z(K_{v1}K_{v2}K_{vn})^2, \quad (7.40)$$

где K_v – коэффициент трансформации по напряжению; аналогично $\overset{o}{Z}$ определяется $\overset{o}{x}$ и $\overset{o}{r}$.

При перемножении K_v напряжения всех промежуточных ступеней трансформации сокращаются и остается

$$\overset{o}{U} = U U_{\delta} / U_{\text{ср.н}}; \overset{o}{I} = I U_{\text{ср.н}} / U_{\delta}; \overset{o}{x} = x(U_{\delta} / U_{\text{ср.н}})^2, \quad (7.41)$$

$U_{\text{ср.н}}$ принимается по шкале: 0,4; 3,15; 6,3; 10,5; 37; 115; 230 кВ.

Если сопротивления элементов схемы задаются в относительных номинальных величинах (генераторы, трансформаторы, реакторы), то

перерасчет сопротивлений в именованные единицы с заменой базисных величин на номинальные производится по следующим выражениям:

$$x = x_{*H} \cdot U_H / (\sqrt{3} I_H) = x_* \cdot U_H^2 / S_H; \quad (7.42)$$

$$r = r_{*H} \cdot U_H / (\sqrt{3} I_H) = r_* \cdot U_H^2 / S_H; \quad (7.43)$$

$$x_p = \frac{x_p \%}{100} \frac{U_p}{\sqrt{3} I_p}, \quad (7.44)$$

где x_p , $x_p \%$ – сопротивление реактора соответственно, в омах и о. е.; U_p , I_p – номинальные напряжения и ток реактора, В, А; если ток трехфазного КЗ $I_{К.З}^{(3)}$ определяется без учета активного сопротивления, то

$$I'' = I_{К.З}^{(3)} = U_{cp} / (\sqrt{3} x_{сум}) = U_{cp} / [\sqrt{3} (x_c + x_{вн})], \quad (7.45)$$

где $x_{сум}$ – результирующее индуктивное сопротивление цепи КЗ, состоящее из сопротивления системы x_c и внешнего сопротивления $x_{вн}$. Максимальное возможное значение $I_{К.З}^{(3)}$, при повреждении за любым элементом расчетной схемы (линией, трансформатором, реактором и др.) определяется при $x_c = 0$:

$$I_{К.З.маx}^{(3)} = U_{cp} / (\sqrt{3} x_{вн}). \quad (7.46)$$

Сопротивление системы x_c неограниченной мощности определяется при $x_{вн} = 0$. Тогда по (7.42) при заданном токе $I_{К.З}^{(3)}$ или мощности $S_{К.З}^{(3)}$

$$x_c = U / (\sqrt{3} I_{К.З}^{(3)}) \quad (7.47)$$

или

$$x_c = U_{cp}^2 / S_{К.З}^{(3)} = U_{cp}^2 / S_{откл}, \quad (7.48)$$

где $S_{откл}$ – мощность отключения установленного аппарата. Мощность КЗ при $U_{cp.H}$

$$S_{К.З}^{(3)} = \sqrt{3} U_{cp.H} \cdot I_{К.З}^{(3)}. \quad (7.49)$$

После определения сопротивлений элементов схемы в абсолютных единицах, приведенных к одной базисной ступени напряжения, на которой находится точка КЗ и для которой $U_6 = U_{cp.H}$, по правилам электротехники производится сложение сопротивлений и по (7.45) определяется ток КЗ в этой точке.

Для второй точки КЗ, находящейся на другой ступени напряжения, производится аналогичный расчет, но при этом за базисное напряжение принимается напряжение той ступени, на которой находится вторая точка КЗ, и суммарное сопротивление от ИП до второй точки КЗ пересчитывается по (7.29) и по найденному сопротивлению (7.42) определяется ток КЗ в этой (второй) точке.

В Приложении 9 приведен пример расчета токов КЗ в именованных единицах.

Расчет токов КЗ в именованных единицах по коэффициентам распределения

Если источники питания находятся в резко различающихся условиях по отношению к точке КЗ (различные ЭДС источников, разное удаление ИП от источников КЗ, разнотипность генераторов и т.п.), то в этом случае расчет токов КЗ производится с использованием коэффициентов распределения. Схема замещения, составленная для расчета токов КЗ от двух ИП (рис. 7.5), представляет собой обычно схему соединения звездой, преобразованную в схему соединения треугольником. В такой схеме токи от каждого источника можно вычислить с помощью коэффициентов распределения. Коэффициенты распределения c_1 и c_2 показывают, какая доля (часть) тока КЗ, принятого за единицу, создается источником питания данной ветви. Например, для случая двух ветвей: $c_1 + c_2 = 1$, тогда

$$\begin{aligned} c_1 &= x/x_1; \\ c_2 &= x/x_2, \end{aligned} \quad (7.50)$$

где $x = x_1 x_2 / (x_1 + x_2)$ – суммарное сопротивление схемы до точки объединения лучей или

$$c_1 = x_2 / (x_1 + x_2); \quad c_2 = x_1 / (x_1 + x_2). \quad (7.51)$$

Сопротивления, связывающие источники питания с точкой КЗ К, определяют из выражений

$$x_{\text{ЭКЗ1}} = x_{\Sigma} / c_1; \quad x_{\text{ЭКЗ2}} = x_{\Sigma} / c_2, \quad (7.52)$$

где $x_{\Sigma} = x_1 x_2 / (x_1 + x_2) + x_3$.

Подставляя в (7.51) значения x_{Σ} , c_1 и c_2 , получим

$$\left. \begin{aligned} x_{\text{ЭКВ1}} &= x_3 + x_1 + x_3 x_1 / x_2; \\ x_{\text{ЭКВ2}} &= x_2 + x_3 + x_2 x_3 / x_1. \end{aligned} \right\} \quad (7.53)$$

Сравнивая (7.53) с формулами преобразования схемы звезды в

треугольник, устанавливаем, что сопротивления $x_{\text{эКВ1}}$, $x_{\text{эКВ2}}$ – это стороны эквивалентного треугольника сопротивлений.

Если ЭДС источников не равны, то эквивалентная ЭДС для двух ветвей схемы будет

$$E_{\text{эКВ}} = (E_1 Y_1 + E_2 Y_2) / (Y_1 + Y_2), \quad (7.54)$$

где $Y_1 = 1/x_1$ и $Y_2 = 1/x_2$. Если ЭДС источников равны, то $E_{\text{эКВ}} = E_1 = E_2$.

Ток КЗ на основной (расчетной) ступени в точке K :

$$I_{\text{к.з.}\Sigma} = E_{\text{эКВ}} / (\sqrt{3} x_{\Sigma}), \quad (7.55)$$

где x_{Σ} – результирующее сопротивление, определяется по (7.52).

Значения токов КЗ в ветвях:

$$I'_I = E_{\text{эКВ}} / (\sqrt{3} x_{\text{эКВ1}}), \quad I'_{II} = E_{\text{эКВ}} / (\sqrt{3} x_{\text{эКВ2}}), \quad (7.56)$$

где $x_{\text{эКВ1}}$, $x_{\text{эКВ2}}$ – эквивалентные сопротивления ветвей.

После расчета тока на основной ступени (напряжение $E_{\text{эКВ}}$) приводим указанные токи к ступени низшего напряжения, например, $U_{\text{н.ген}} = 6,3 \text{ кВ}$ ($U_{\text{н.ген}} = U_{\text{н.точки к.з.}}$).

$$I_I = I'_I E_{\text{эКВ}} / U_{\text{н.г}} \text{ (оо системы)}, \quad I_{II} = I'_{II} E_{\text{эКВ}} / U_{\text{н.г}} \text{ (оо генератора)}. \quad (7.57)$$

Пример расчета токов КЗ в именованных единицах по коэффициентам распределения в Приложении 9.

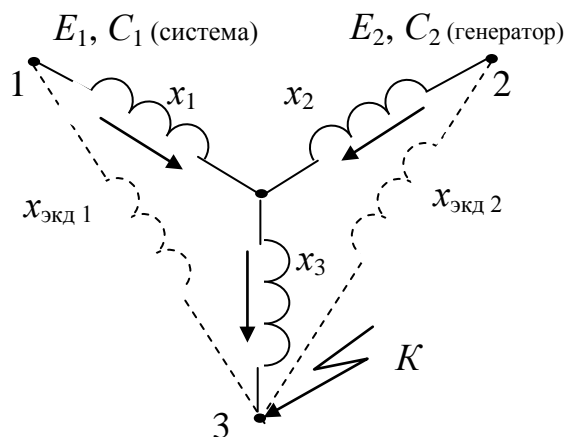


Рис. 7.5. Схема к расчету тока короткого замыкания с помощью коэффициентов распределения

7.3. Ограничение токов короткого замыкания

Электротехнические установки промышленных предприятий, выбранные по условиям нормального режима, в процессе эксплуатации подвергаются воздействию атмосферных и коммутационных перенапряжений, динамическому и термическому воздействию при протекании токов короткого замыкания. Стойкость аппаратов ко всем указанным воздействиям закладывается при их конструировании и ограничивается в процессе эксплуатации (применяются различного рода разрядники – реакторы, схемные решения и др.). Ограничение токов КЗ является одним из способов уменьшения стоимости сооружения и эксплуатации электротехнических установок.

Более эффективным способом ограничения токов КЗ является установка реакторов на линиях потребителей, на шинах электрических станций и на районных подстанциях большой мощности. Схемы электрических соединений для ограничения токов КЗ в цепи генераторов, на сборных шинах станций и др. см. [20].

Реакторы устанавливаются в тех случаях, когда недостаточными оказываются следующие способы ограничения токов КЗ:

- раздельная работа секций подстанций;
- раздельная работа питающих линий на два трансформатора подстанции;
- применение коммутационных аппаратов, обладающих токоограничивающими свойствами, например плавкие предохранители как высокого, так и низкого напряжения.

8. ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ УСТРОЙСТВ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

8.1. Выбор аппаратов по номинальным параметрам

Все аппараты системы электроснабжения выбираются по условиям длительной номинальной работы, режиму перегрузок и режиму возможных коротких замыканий; они могут быть открытыми или закрытыми; соответствовать условиям окружающей среды: температуре, запыленности, влажности и др.).

Выбранные по номинальному напряжению и току аппараты проверяются на динамическую и термическую стойкость к токам КЗ, на отключающую способность; измерительные трансформаторы тока, кроме того, проверяются на соответствие их работы требуемому классу точности. Указанные расчетные значения сравниваются с допустимыми для данного аппарата, составляется таблица сравнения указанных расчетных и допустимых значений. Для обеспечения надежной безаварийной работы расчетные значения должны быть не менее допустимых, принятых по каталогу или паспорту аппарата.

Номинальное напряжение аппарата $U_{н.а}$ должно соответствовать классу его изоляции с некоторым запасом по электрической прочности (порядка 10–15 %) , следовательно,

$$U_{н.а} \geq U_n, \quad (8.1)$$

где U_n – номинальное напряжение электроустановки, в которой используется аппарат.

При работе аппарата в температурных условиях, отличающихся от принятой расчетной температуры окружающей среды, равной $+35^\circ\text{C}$, длительно допустимый ток аппарата $I_{дл.доп}$ рассчитывается по выражению

$$I_{дл.доп} = I_{н.а} \sqrt{\frac{\Theta_{доп}^0 - \Theta_{о.с}}{\Theta_{доп}^0 - 35}}, \quad (8.2)$$

где $\Theta_{доп}$ – наименьшая из допустимых для отдельных частей аппарата температура.

При $\Theta_{0.c} < 35^\circ \text{C}$ ток I_0 можно повысить относительно $I_{н.а}$ на 0,5 % на каждый градус понижения температуры против $+35^\circ \text{C}$, но не более чем на 20 %.

Сопротивление токоограничивающих реакторов, в зависимости от их назначения, выбирается по требуемому снижению тока КЗ за реактором (для ограничения отключающей способности выключателя или для снижения сечения кабеля), по минимальному допустимому напряжению на шинах (для обеспечения самозапуска ЭД).

8.2. Выбор высоковольтных выключателей (ячеек)

Рекомендуется использовать комплектные ячейки КРУ и КСО. Выбор конкретной ячейки КРУ (КСО) зависит от токов рабочего режима и КЗ данного присоединения, предопределяющих выбор выключателя или другого коммутационного аппарата.

Количество ячеек, присоединенных к секции шин, выбирается из следующих соображений: по одной ячейке на каждое проектируемое присоединение 10(6) кВ, по одной резервной ячейке на каждой секции шин, ячейка с межсекционным выключателем, ячейка с измерительным трансформатором напряжения на каждую секцию шин, ячейка с вводным выключателем. Наиболее типичной схемой РУ 10 кВ промышленного предприятия является схема с одиночными секционированными шинами. Подробно о типах выключателей в ячейках КРУ (КСО) см. [12].

Выбор высоковольтных выключателей производится:

- по напряжению электроустановки (сети)(8.1);
- по длительному току

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{н}},$$

где $I_{\text{н}}$ – номинальный ток выключателя, кА; $I_{\text{раб.мах}} = I_{\text{расч}}$, кА; по послеаварийному режиму;

- по электродинамической стойкости при токах КЗ

$$I_{\text{п.о}} \leq I_{\text{дин}}; \quad i_y \leq I_{\text{т.дин}},$$

где $I_{\text{п.о}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ (при $t = 0$), кА; $I_{\text{дин}}$, $I_{\text{т.дин}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ и амплитудное значение полного тока (определяется по 7.13), кА; i_y – ударный ток КЗ, по (7.9), кА.

Выключатель, выбранный по указанным параметрам, также проверяется на отключающую способность:

$$I_{п.т} \leq I_{откл.н},$$

где $I_{п.т}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ к моменту размыкания контактов выключателя, кА; $I_{откл.н}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА. Расчетное время отключения выключателя τ определяется по выражению

$$\tau = t_{р.з.мин} + t_{с.в.откл}, \quad (8.3)$$

где $t_{р.з.мин}$ – минимальное время срабатывания первой ступени защиты, принимаемое равным 0,01 с для первой ступени защиты, и $0,01 \text{ с} + \Delta t_c$ – для последующих ступеней, где Δt_c – ступень селективности, 0,3–0,5 с для быстродействующей защиты; $t_{с.в.откл}$ – собственное время отключения выключателя, с; для маломасляных выключателей на 10 кВ ВМП $t_{с.в.откл} = 0,12 \text{ с}$, МГГ – 0,15 с, для электромагнитных ВЭМ – 0,07 с.

На отключение полного тока КЗ с учетом апериодической составляющей тока КЗ выключатель проверяется по выражению

$$\sqrt{2} I_{п.т} + i_{а.т} \leq \sqrt{2} I_{откл.н} (1 + \beta_n / 100),$$

где $i_{а.т}$ – апериодическая составляющая в момент расхождения контактов выключателя, кА; β – нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока КЗ, определяется по кривой рис. 8.1.

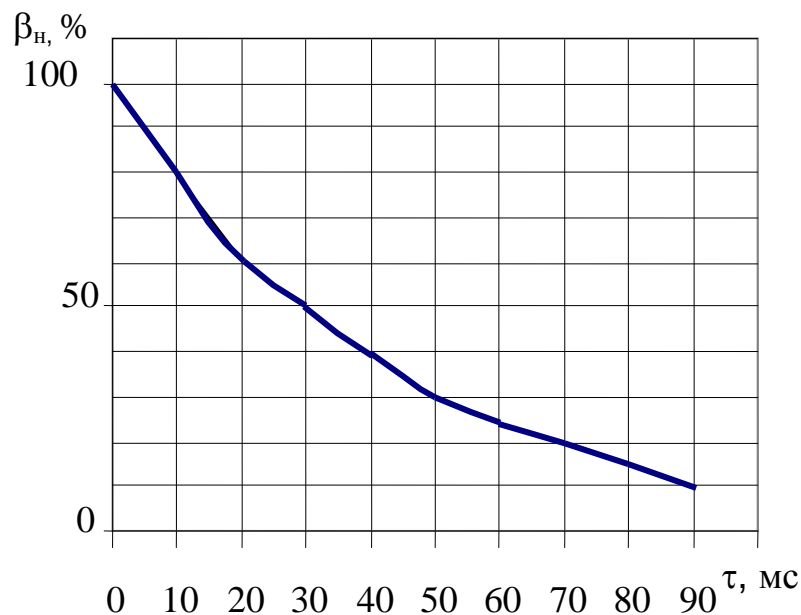


Рис. 8.1. Нормированное процентное содержание апериодической составляющей тока короткого замыкания, протекающего через выключатель

На термическую стойкость выключатели проверяются по расчетному импульсу квадратичного тока КЗ B_k ($\text{kA}^2 \cdot \text{с}$) и найденным в каталоге значениям I_T и t_T :

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad (8.4)$$

где I_T – ток термической стойкости выключателя, кА; t_T – длительность протекания тока термической стойкости, с. При удаленном КЗ значение B_k определяется по формуле

$$B_k = I_{\text{пр}}^2 (\tau + T_a),$$

где τ – расчетное время отключения тока КЗ, см. (8.3).

В табл. 8.1 приведены значения постоянной времени цепи КЗ T_a и ударного коэффициента k_y для различных мест КЗ.

Таблица 8.1

Значение постоянной времени цепи короткого замыкания и ударного коэффициента k_y для различных мест КЗ в системе, по [12]

Место короткого замыкания	T_a , с	k_y
Шины станции 6–10 кВ с генераторами 30–60 МВт	0,185	1,95
За линейным реактором генераторного напряжения	0,125	1,93
Шины высокого напряжения РУ с трансформаторами 100 МВА и выше	0,14	1,94
То же с трансформаторами 32–80 МВА	0,115	1,93
Сборные шины 6–10 кВ понижающих подстанций с трансформаторами 100 МВ·А и выше	0,095	1,9
То же с трансформаторами 25–80 МВА	0,065	1,85
То же с трансформаторами 20 МВ·А и ниже и с трансформаторами 32 МВА с расщепленными обмотками	0,05	1,8
Токи короткого замыкания за реакторами с номинальным током, А: – 1000 и выше, – 630 и ниже	0,23; 0,10	1,96; 1,90
РУ 6-10 кВ промышленных предприятий	0,01	1,37
На стороне вторичного напряжения понижающих трансформаторов мощностью 1 МВА и менее	–	1,3
В распределительных сетях 0,4 кВ	–	1,1

При КЗ вблизи группы ЭД тепловой импульс определяется как

суммарный от периодической $B_{к.п}$ и аperiodической $B_{к.а}$ составляющих:

$$B_k = B_{к.п} + B_{к.а};$$

$$B_{к.п} = I_{п.о.с}^2 \tau_{откл} + 2 I_{п.о.с} \cdot I_{п.о.д} \cdot T_d + 0,5 I_{п.о.д}^2 \cdot T_d,$$

где $I_{п.о.д}$ – ток короткого замыкания от синхронных и асинхронных двигателей; $I_{п.о.с}$ – ток короткого замыкания от системы; T_d – постоянная времени эквивалентного двигателя. При отсутствии данных о типах двигателей можно принять значение T_d равным 0,07 с.

Аperiodические составляющие токов двигателей от системы затухают по экспонентам с близкими постоянными времени. Поэтому аperiodическую составляющую тока в месте короткого замыкания можно представить в виде одной экспоненты с эквивалентной постоянной времени

$$T_{а.с*} = \frac{T_{а.с} I_{п.о.с} + T_d I_{п.о.д}}{I_{п.о.с} + I_{п.о.д}}.$$

Тепловой импульс от аperiodической составляющей тока короткого замыкания

$$B_{к.а} = (I_{п.о.с} + I_{п.о.д})^2 T_{а.с*}.$$

При наличии синхронных двигателей на соседней секции шин максимальное результирующее значение тока внешнего короткого замыкания определяется с учетом суммарной подпитки от обеих секций, так как секционный выключатель может быть включен. При проектировании подстанции промышленного предприятия возникает необходимость повторения процедур выбора аппаратов и токоведущих устройств столько раз, сколько отходящих линий имеется на предприятии.

8.3. Выбор разъединителей, отделителей, короткозамыкателей

Разъединители применяются для отключения и включения цепей без тока и для создания видимого разрыва цепи в воздухе. Между силовым выключателем и разъединителем должны предусматриваться механическая и электромагнитная блокировки, не допускающие отключения разъединителя при включенном выключателе, когда в цепи протекает ток нагрузки.

Короткозамыкатели и отделители – это специальные разъединители, имеющие автоматически действующие приводы. При выборе от-

делителей и разъединителей необходимо учитывать коммутационные возможности этих аппаратов, оговоренные каталогами (намагничивающий ток, зарядный ток, ток замыкания на землю).

При проектировании необходимо учесть возможность увеличения отключающей способности разъединителей применением дутьевых приставок. Это позволяет повысить предельный ток отключения до 60, 80 и 100 А, соответственно. При выборе короткозамыкателей необходимо учитывать режим нейтрали сети. В сетях 110 и 220 кВ с заземленной нейтралью достаточно установить однополюсный короткозамыкатель. В сетях 35 кВ с изолированной нейтралью необходимо установить два полюса короткозамыкателя или по одному короткозамыкателю в двух фазах.

Разъединители, отделители и выключатели нагрузки выбирают по напряжению $U_{\text{ном}}$, номинальному длительному току $I_{\text{ном}}$, а в режиме короткого замыкания проверяют термическую и электродинамическую стойкость (табл. 8.2). Для короткозамыкателей выбор по номинальному току не требуется. Разъединители, отделители и короткозамыкатели должны выбираться также по роду установки и конструктивному исполнению.

Таблица 8.2

Условия выбора разъединителей (отделителей и короткозамыкателей)

Расчетный параметр цепи	Каталожные данные разъединителей	Условие выбора
$U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{раб.мах}}$	$I_{\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном}}$
i_y	$i_{\text{м.дин}}$	$i_y \leq i_{\text{м.дин}}$
B_k	$I_T; t_T$	$B_k \leq I_T^2 t_T$
<i>Примечание:</i> $i_{\text{м.дин}}$ – амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания (полного тока)		

8.4. Выбор выключателей нагрузки и предохранителей

В целях снижения стоимости распределительного устройства 6–10 кВ подстанции вместо силовых выключателей небольшой и средней мощности можно применять выключатели нагрузки, способные отключать рабочие токи линий, трансформаторов и других электроприемников. Для отключения токов короткого замыкания, превышающих до-

пустимые значения для выключателей нагрузки, последние комплектуются кварцевыми предохранителями ПК. Такой комплект получил название ВНП. При проектировании необходимо учитывать, что при каждом отключении выключателя нагрузки происходит износ газогенерирующих дугогасящих вкладышей, ограничивающих число допускаемых отключений КЗ.

Аппараты ВНП могут применяться для присоединения трансформаторов мощностью до 1600 кВА, батареи конденсаторов до 400 кВАр, электродвигателей 3–6 кВ мощностью 600–1500 кВт.

По [12] рекомендуется установка выключателя нагрузки после предохранителя, считая по направлению тока от источника питания, что следует иметь в виду при вычерчивании однолинейной схемы соединений подстанции. Преимущество такой схемы заключается в том, что если при отключении выключателя нагрузки возникнут неполадки, например затяжка дуги вследствие износа вкладышей или случайное превышение тока над паспортными значениями, то предохранители практически мгновенно отключат данную линию и возникающая авария ограничится пределами только данной камеры и не распространится на все распределительное устройство. Такая установка предохранителей дает возможность безопасного осмотра и ревизии выключателя нагрузки при вынужденных отключениях.

Выбор выключателей нагрузки производится по тем же условиям, что и разъединителей. При выборе аппаратов ВНП в РУ 6–10 кВ необходимо учитывать недостаточную чувствительность предохранителей к перегрузкам. Поэтому применение аппаратов ВНП должно сопровождаться установкой соответствующих релейных защит от перегрузок в схеме блока «линия – трансформатор».

Наибольшая отключающая мощность предохранителей ПК, ПКН (для наружной установки), ПКЭ (для экскаваторов) составляет 200 МВА; ПКУ (усиленный) на 6–10 кВ – 350 МВА, на 35 кВ – 500 МВА.

Номинальные токи плавких вставок предохранителей ПК следует выбирать так, чтобы не возникало ложное срабатывание предохранителя вследствие толчков тока при включении трансформатора на небольшую нагрузку, а также при включении электродвигателей или батарей конденсаторов. Для выполнения этого условия ток плавкой вставки выбирается в 1,4–2,5 раза больше номинального тока защищаемого электроприемника. С учетом этого выбор предохранителя следует производить на основе данных табл. 8.3.

При выборе предохранителей следует обратить особое внимание на то, что их можно применять лишь в сетях и электроустановках с

напряжением, соответствующим номинальному напряжению предохранителя. Применение предохранителей с номинальным напряжением, отличным (большим или меньшим) от номинального напряжения сети, не допускается. Условия выбора предохранителей приведены в табл. 8.4, в ней $I_{откл.н}$ – предельный (наибольший) ток отключения предохранителя, А.

Таблица 8.3

Рекомендуемое соответствие токов предохранителей ПК
и защищаемых электроприемников

Номинальный ток защищаемого электроприемника, А	Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А	Номинальный ток защищаемого электроприемника, А	Номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А
0,5	2	20	40
1	3	30	50
2	5	55	75
3	7,5	70	100
5	10	100	150
8	15	145	200
10	20	210	300
15	30	300	400

Таблица 8.4

Условия выбора предохранителей выше 1 кВ

Расчетный параметр защищаемой цепи	Номинальные параметры предохранителя	Условия выбора
$U_{уст}$	$U_{ном}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{р.мах}$	$I_{ном}$	$I_{р.мах} \leq I_{ном}$
$I_{п.о}$	$I_{откл.н}$	$I_{п.о} \leq I_{откл.н}$

8.5. Выбор реакторов

Реакторы устанавливаются: на сборных шинах подстанций или питающих линиях для ограничения тока (мощности) короткого замыкания; на шинах подстанций или питающих линиях для обеспечения не-

обходимого значения остаточного напряжения; для ограничения пусковой мощности при пуске асинхронных или синхронных двигателей.

Выбор реактора может производиться по заданному снижению тока короткого замыкания, по заданному значению остаточного напряжения.

Необходимая реактивность реактора при заданном снижении тока короткого замыкания определяется по формуле

$$x_{p.ном} = 100 I_{p.ном} \left(\frac{1}{I_{\tau}} - \frac{1}{I_{\kappa}} \right) \% = 100 S_{p.ном} \left(\frac{1}{S_{\tau}} - \frac{1}{S_{\kappa}} \right) \%,$$

где $I_{\kappa} (S_{\kappa})$ – ток (мощность) короткого замыкания реактора, не ограниченный реактором; $I_{\tau} (S_{\tau})$ – ток (мощность) короткого замыкания, соответствующий действительному времени отключения и ограниченный реактором; $I_{p.ном} (S_{p.ном})$ – номинальный ток (номинальная проходная мощность) реактора.

Если известно относительное снижение тока за реактором $\gamma = I_{\tau} / I_{\kappa}$, то реактивность реактора может определяться по формуле

$$x_{p.ном} = 100(1 - \gamma) \frac{I_{p.ном}}{I_{\tau}}, \%$$

Необходимая реактивность реактора при заданном остаточном напряжении определяется по формуле

$$x_{p.ном} = 100 \frac{I_{p.ном}}{I_{\kappa}} \frac{a}{1 - a}, \%,$$

где $a = \frac{U_{ост}}{U_{ном}}$ – относительное снижение напряжения; $U_{ост} (U_{ном})$ – остаточное (номинальное) напряжение установки.

Относительное снижение тока γ и относительное снижение напряжения a связаны зависимостью $a + \gamma = 1$. Это позволяет достаточно просто решать задачи по определению предельной мощности короткого замыкания на шинах распределительных подстанций по условию снижения напряжения $S_{\tau} = (1 - a) S_{\kappa}$.

Индуктивное сопротивление трехфазного реактора

$$x = \omega L_{ном} = 314 L_{н} = \frac{100 x_{p.ном} \% U_{ном}}{\sqrt{3} I_{ном}} = \frac{100 x_{p.ном} \% U_{ном}^2}{S_{p.ном}}, \text{ Ом},$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение, кВ; $S_{\text{р.ном}}$ – проходная мощность реактора, кВА; $I_{\text{р.ном}}$ – номинальный ток реактора, А; $L_{\text{ном}}$ – индуктивность реактора, Гн.

Мощность одной фазы реактора

$$S_{\text{р.ном}} = 314 L_{\text{ном}} I_{\text{р.ном}}^2 \cdot 10^{-6}, \text{кВАр.}$$

Падение напряжения в реакторе

$$\Delta U = \beta x_{\text{р.ном}} \% \sin \varphi + \frac{\beta^2}{200} x_{\text{р.ном}} \% \cos \varphi,$$

где $\beta = \frac{S_{\text{н}}}{S_{\text{р.ном}}} = \frac{I_{\text{н}}}{I_{\text{р.ном}}}$; $S_{\text{н}}(I_{\text{н}})$ – мощность (ток) нагрузки.

Ток и мощность короткого замыкания за реактором

$$I_{\tau} = \frac{100 I_{\text{р.ном}}}{x_{\text{с}} \% + x_{\text{р.ном}} \%}; \quad S_{\tau} = \frac{100 S_{\text{р.ном}}}{x_{\text{с}} \% + x_{\text{р.ном}} \%},$$

где $x_{\text{с}}$ – эквивалентное сопротивление сети, отнесенное к номинальной мощности реактора, %.

Остаточное напряжение на реакторе

$$U_{\text{ост}} = \frac{100 x_{\text{р.ном}} \%}{x_{\text{с}} \% + x_{\text{р.ном}} \%} = x_{\text{р.ном}} \% \frac{I_{\text{р}}}{I_{\text{р.ном}}}, \%$$

При выборе пусковых реакторов минимальное понижение напряжения $U_{\text{п}}$, необходимое при пуске, определяется из условия

$$\mu_{\text{п}} = \mu_{\text{п.ном}} \left(\frac{U_{\text{п}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2,$$

где $\mu_{\text{п}}$ – требуемая при пуске кратность пускового момента электродвигателя; $\mu_{\text{п.ном}}$ – номинальная кратность пускового момента электродвигателя при непосредственном включении на полное напряжение сети.

Кратность пускового тока

$$K_{\text{п}} = \frac{I_{\text{п}}}{I_{\text{ном}}}.$$

Стандартные реакторы, используемые для пуска, рассчитаны на нуль и поминутную работу при номинальном токе. При протекании че-

рез реактор тока, отличного от номинального, длительность t изменяется обратно пропорционально квадрату тока. Таким образом, реактор должен удовлетворять условию

$$I_{\text{р.ном}}^2 \cdot 1 \geq I_n'^2 t n,$$

где n – число пусков подряд; t – продолжительность пуска, мин.

Эффективность применения реактора тем выше, чем ближе расположена подстанция промышленного предприятия к источнику питания системы. Если на предприятии имеются собственные генерирующие установки, связанные с шинами 10 кВ подстанции, то можно однозначно рекомендовать применение реакторов в межсекционной связи. В общем случае, однако, применение реакторов должно быть экономически обосновано, так как установка линейных, секционных или групповых реакторов должна обеспечивать экономию за счет применения более дешевых ячеек с выключателями и кабелей меньшего сечения.

8.6. Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному первичному току и проверяются по электродинамической и термической стойкости к токам короткого замыкания. Особенностью выбора трансформаторов тока является выбор по классу точности и проверка на допустимую нагрузку вторичной цепи. Трансформаторы тока для присоединения счетчиков, по которым ведутся денежные расчеты, должны иметь класс точности 0,5. Для технического учета допускается применение трансформаторов тока класса точности 1, для включения указывающих электроизмерительных приборов – не ниже 3, для релейной защиты – класса 10 %. Чтобы погрешность трансформатора тока не превысила допустимую для данного класса точности, вторичная нагрузка $Z_{2\text{р}}$ не должна превышать номинальную $Z_{2\text{ном}}$, задаваемую в каталогах.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимают $Z_{2\text{р}} = r_{2\text{р}}$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}.$$

Для определения сопротивления приборов, питающихся от трансформаторов тока, необходимо составить таблицу – перечень электроизмерительных приборов, устанавливаемых в данном присоединении.

Суммарное сопротивление приборов рассчитывается по суммарной мощности

$$r_{\text{приб}} = S_2 / I_{2\text{ном}}^2, \text{ Ом},$$

где S_2 – суммарная мощность, потребляемая приборами, ВА; $I_{2\text{ном}}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора, А. В распределительных устройствах 6–10 кВ применяются трансформаторы с $I_{2\text{ном}} = 5$ А, в РУ 110–220 кВ – 1 А или 5 А.

Сопротивление контактов r_k принимают 0,05 Ом при двух-трех и 0,1 Ом – при большем количестве приборов.

Сопротивление проводов рассчитывается по их сечению и длине. Для алюминиевых проводов минимальное сечение 4 мм², для медных 2,5 мм².

Расчетная длина провода L_p , м, зависящая от схемы соединения трансформатора тока и расстояния L от трансформатора до приборов: $\sqrt{3}L$ – при включении трансформаторов тока в неполную звезду; $2L$ – при включении всех приборов в одну фазу; L – при включении трансформаторов тока в полную звезду.

При этом длина L может быть принята ориентировочно для РУ 6–10 кВ: при установке приборов в шкафах КРУ $L = 4–6$ м; на щите управления $L = 30–40$ м; для РУ 35 кВ $L = 45–60$ м; для РУ 110–220 кВ $L = 65–80$ м.

Если при принятом сечении провода вторичное сопротивление цепи трансформаторов тока окажется больше $Z_{2\text{ном}}$ для заданного класса точности, то необходимо определить требуемое сечение проводов с учетом допустимого сопротивления вторичной цепи:

$$r_{\text{пр.треб}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k.$$

Требуемое сечение провода мм²

$$F_{\text{треб}} = \frac{\rho L_p}{r_{\text{пр.треб}}}, \text{ мм}^2,$$

где ρ [Ом · мм²/м] – удельное сопротивление провода.

Полученное сечение округляется до большего стандартного сечения контрольных кабелей: 2,5; 4; 6; 10 мм².

Условия выбора трансформатора тока сведены в табл. 8.5. Дополнительно могут быть заданы: $k_{\text{дин}} = I_{\text{т.дин}} / \sqrt{2} I_{1\text{ном}}$ – кратность тока динамической стойкости трансформатора тока; $k_t = I_t / I_{1\text{ном}}$ – кратность

тока термической стойкости; $I_{1\text{ном}}$ – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока.

Таблица 8.5

Условия выбора трансформатора тока

Расчетный параметр цепи	Каталожные данные трансформатора тока	Условие выбора
$U_{\text{уст}}$	$U_{\text{ном}}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{раб.мах}}$	$I_{1\text{ном}}$	$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{1\text{ном}}$
i_y	$i_{\text{т.дин}}$ или $k_{\text{дин}}$	$i_y \leq i_{\text{т.дин}}$ или $i_y \leq k_{\text{дин}} \sqrt{2} I_{1\text{ном}}$
B_k	$I_{\text{т}}; t_{\text{т}}$ или $k_{\text{т}}; I_{1\text{ном}}$	$B_k \leq I_{\text{т}}^2 t_{\text{т}}$ или $B_k \leq (k_{\text{т}} I_{1\text{ном}})^2 t_{\text{т}}$
Z_2	$Z_{2\text{ном}}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

Условия выбора трансформаторов напряжения: конструкция, схема соединения; $U_{\text{с.ном}} = U_{1\text{ном}}$, где $U_{\text{с.ном}}$ – номинальное напряжение сети, к которой присоединяется трансформатор напряжения, кВ; $U_{1\text{ном}}$ – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора, кВ; класс точности; $S_{2\text{расч}} < S_{2\text{ном}}$, где $S_{2\text{расч}}$ – расчетная мощность, потребляемая вторичной цепью, ВА; $S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной цепи трансформатора напряжения, обеспечивающая его работу в заданном классе точности, ВА.

Для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, в качестве $S_{2\text{ном}}$ необходимо взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме неполного открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора. В выбранном классе точности, если нагрузка (вторичная) превышает номинальную мощность, часть приборов подключают к дополнительно установленному трансформатору напряжения. Вторичная нагрузка TV – это мощность приборов и реле, подключенных к TV . Для упрощения расчетов можно не разделять расчетную нагрузку по фазам, тогда

$$S_{2\text{прас}} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}i} \cos \varphi_i)^2 + (\sum S_{\text{приб}i} \sin \varphi_i)^2}.$$

При определении вторичной нагрузки сопротивление соединительных проводов не учитывается, так как оно мало. Однако ПУЭ требует оценить потерю напряжения, которая в проводах от трансформаторов к счетчикам не должна превышать 0,5 %, а в проводах к щитовым измерительным приборам – 3 %. Сечение провода, выбранное по ме-

ханической прочности, отвечает, как правило, требованиям потерь напряжения.

Выбор типа трансформатора напряжения определяется его назначением. Если от *TV* получают питание расчетные счетчики, то целесообразно использовать на напряжениях 6, 10, 35 кВ два однофазных трансформатора типа НОМ или НОЛ, соединенных по схеме открытого неполного треугольника. Два однофазных ТН обладают большей мощностью, чем один трехфазный, а по стоимости на напряжения 6 и 10 кВ они примерно равноценны. Если одновременно с измерением необходимо производить контроль изоляции в сетях 6–10 кВ, то устанавливают трехфазные трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения серии НТМИ или группу из трех однофазных трансформаторов серии ЗНОМ или ЗНОУТ, если мощность НТМИ недостаточна. При использовании трех однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, нейтральная точка обмотки высокого напряжения *TV* должна быть заземлена для правильной работы приборов контроля состояния изоляции.

Для напряжения 110 кВ и выше применяют каскадные трансформаторы НКФ.

8.7. Проверка токоведущих устройств на термическую и динамическую стойкость

Кабели и шины выбирают по номинальным параметрам (току и напряжению) и проверяют на термическую и динамическую стойкость при КЗ. Поскольку процесс КЗ кратковременный, то можно считать, что все тепло, выделяемое в проводнике кабеля, идет на его нагрев. Температура нагрева кабеля определяется его удельным сопротивлением, теплостойкостью, рабочей температурой. Температура нагрева кабеля в нормальном рабочем режиме

$$t_p = t_o + (t_{\text{доп}} - t_o)(I_{\text{ном}} / I_{\text{доп}})^2,$$

где t_o – температура окружающей среды (почвы); $t_{\text{доп}}$ – допустимая температура при нормальном режиме, принимаемая равной 60 °С, – допустимый ток для выбранного сечения.

Максимально допустимые кратковременные превышения температуры при КЗ для силовых кабелей принимаются: с бумажной пропитанной изоляцией до 10 кВ, с медными и алюминиевыми жилами – 200 °С; то же на напряжении 20–35 кВ с медными жилами – 175 °С.

Проверка сечения кабеля на термическую стойкость к токам КЗ проводится по выражению

$$q_{\min, \text{дин}} = \frac{I_{\infty} \sqrt{t_{\Pi}}}{C} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C},$$

где $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс; $C = A_{\text{кон}} - A_{\text{нач}}$ – коэффициент, соответствующий разности выделенного тепла в проводнике после короткого замыкания и до него. Для кабелей напряжением 6–10 кВ с бумажной изоляцией и медными жилами $C = 141$, с алюминиевыми жилами $C = 85$; для кабелей с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией с медными жилами $C = 123$, с алюминиевыми жилами $C = 75$.

Приведенное время t_{Π} , соответствующее сумме приведенного времени для периодической и аperiodической слагаемых тока, может определяться по кривым, связывающим действительное время отключения $t_{\text{д}} = t_{\text{откл}}$ токоведущих частей и $\beta'' = I''/I_{\infty}$ – отношение начального сверхпереходного тока к установившемуся току в месте КЗ. Учитывая особенности сетей электроснабжения 6УР–4УР, заключающиеся в возможности принять $I'' = I_{\infty}$, $\beta'' = 1$, считают $t_{\text{д}} = t_{\Pi} = t_{\text{откл}}$.

При КЗ по токоведущим частям проходят токи переходного режима, вызывая сложные динамические усилия в шинных конструкциях и аппаратах электрических установок. Усилия, действующие на жесткие шины и изоляторы, рассчитываются по наибольшему мгновенному значению тока трехфазного КЗ. При этом определяется максимальное усилие F на шинную конструкцию без учета механических колебаний, но с учетом расстояния L между изоляторами шинной конструкции и расстояния между фазами a .

Наибольшее электродинамическое усилие на единицу длины

$$f = 1,76 i_y^2 \frac{1}{a} 10^{-8}, \text{ кг/см},$$

где a – расстояние между проводами, см.

Изгибающий момент (при числе пролетов больше двух)

$$M = \frac{f L^2}{10}, \text{ кг} \cdot \text{см},$$

где L – расстояние между опорными изоляторами, см.

Сила, действующая на опорный изолятор,

$$F = fL, \text{ кг}.$$

Допускаемые нагрузки на опорные изоляторы типа ОА – 225 кг; типа ОБ – 450 кг.

Напряжение, возникающее в металле,

$$\sigma = \frac{M}{W}, \text{ кг/см}^2,$$

где W – момент сопротивления, см^3 .

Для шин, установленных на ребро, момент

$$W = \frac{b^2 h}{6}, \text{ см}^3,$$

где b, h – размеры шины.

Для шин, установленных плашмя, момент

$$W = \frac{b h^2}{6}, \text{ см}^3,$$

где b – меньший размер.

Допускаемые напряжения кг/см^2 : для меди МТ – 1400, для алюминия АТ – 700, для алюминия АТТ – 900, для стали – 1600.

В многополосных шинах кроме усилия между фазами возникает усилие между полосами, расчет в этом случае усложняется.

Электродинамические усилия в токоведущих частях выключателей, разъединителей и других аппаратов сложны и трудно поддаются расчету, поэтому заводы-изготовители указывают допустимый через аппарат предельный сквозной ток КЗ (амплитудное значение) $I_{1\text{ном.дин}}$, который не должен быть меньше найденного в расчете ударного тока i_y при трехфазном КЗ.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Пример 1.1. Выбор мощности трансформаторов ГПП

Выбор мощности трансформаторов производится с учетом выражения (2.2). Максимальная нагрузка предприятия 35000 кВА. Преобладают нагрузки I и II категории. Выбираем две однотрансформаторные ГПП на напряжение 110/10 кВ, расположенные по принципу глубоких вводов и связанные между собой токопроводами 10 кВ, которые рассчитаны на взаимное резервирование до 90–100 % (с учетом перегрузки).

Суммарная среднесуточная нагрузка по предприятию составляет 26000 кВА. Выбираем по одному трансформатору мощностью 25000 кВА на каждой ГПП. Коэффициент заполнения суточного графика нагрузки при послеаварийном режиме, т. е. при работе трансформатора только на одной ГПП, составляет

$$K_{з.г} = \frac{I_{ср}}{1,4 I_H} = \frac{26000}{1,4 \cdot 25000} \approx 0,75,$$

что удовлетворяет условиям ПУЭ [24] .

При послеаварийном режиме на одной из ГПП трансформатор другой ГПП будет перегружен в период максимума на $\frac{35000 - 25000}{25000} \cdot 100 \% = 40 \%$, т. е. в пределах, допускаемых по ПУЭ.

При нормальном режиме оба трансформатора будут нагружены в период максимума на $\frac{35000 \cdot 100}{2 \cdot 25000} = 70 \%$, т. е. они будут работать при экономичном режиме.

Точно такие же соотношения будут при одной двухтрансформаторной ГПП с трансформаторами такой же суммарной мощности. Если же принять следующую, меньшую по стандарту, мощность трансформатора 16000 кВА, то при послеаварийном режиме придется отключать часть потребителей, доведя среднюю нагрузку до 18000 кВА, чтобы удовлетворить условию (2.2). Но такое снижение нагрузки нельзя допустить по условиям бесперебойности питания.

Устройство одной однотрансформаторной ГПП на предприятии при отсутствии резервирования на вторичном напряжении или от другого источника недопустимо.

Таблица 1.2

Экономическая плотность тока

Наименование элементов и географическое положение	Плотность $j_{\text{эк}}$ (А/мм ²) при $T_{\text{макс}}$ (°С/год)		
	1000– 3000	3001– 5000	5001– 8760
Голые провода и шины, алюминиевые: европейская часть РСФСР, Закавказье, Забайкалье, Дальний Восток, Центральная Сибирь, Казахстан, Средняя Азия	1,3 1,5	1,1 1,4	1,0 1,3
Кабели с бумажной и провода с резиновой и полихлорвиниловой изоляцией с алюми- ниевыми жилами: европейская часть РСФСР, Закавказье, Забайкалье, Дальний Восток, Центральная Сибирь, Казахстан, Средняя Азия	 1,6 1,8	 1,4 1,6	 1,2 1,5
Кабели с резиновой и пластмассовой изо- ляцией с алюминиевыми жилами: европейская часть РСФСР, Закавказье, Забайкалье, Дальний Восток, Центральная Сибирь, Казахстан, Средняя Азия	 1,9 2,2	 1,7 2,0	 1,6 1,9
<i>Примечание:</i> экономическое сечение $F_{\text{эк}} = I_{\text{р}}/j_{\text{э}}$, где $I_{\text{р}}$ – максимальный расчетный ток в линии			

Приложение 2

Примеры расчета самозапуска синхронных двигателей

Промпредприятие снабжается электроэнергией от энергосистемы двумя ВЛ 115 кВ через два трансформатора: 110/6,3 кВ; 40 МВА. К каждой секции шин, соединенных нормально разомкнутым выключателем, присоединены синхронные двигатели, служащие для привода турбокомпрессоров. Номинальная мощность двигателей: один – 6 МВт, два – по 3,5 МВт. Нагрузка прочих электроприемников одной секции 10 МВА при $\cos \varphi = 0,8$.

Моменты сопротивления m_c компрессоров, кратности асинхронного момента m_a и пускового тока i_n двигателей, в зависимости от скольжения s приведены в табл.2.1

Таблица 2.1

Скольжение	s	1,00	0,80	0,60	0,40	0,20	0,10	0,05	0
Турбокомпрессоры	m_c	0,05	0,08	0,16	0,30	0,50	0,62	0,69	0,75
Турбодвигатель 3,5 МВт	m_a	2,00	2,35	2,35	2,26	1,98	1,60	1,20	—
	K_n	7,75	7,40	6,96	6,35	5,35	4,35	3,40	—
Турбодвигатель 6,0 МВт	m_a	2,27	2,24	2,20	2,10	1,88	1,69	1,47	—
	K_n	8,30	7,70	7,05	6,47	5,70	5,20	4,76	—

Маховые моменты турбокомпрессора и двигателя: 3,5 МВт – 0,356 и 0,5 т·м²; 6 МВт – 1 и 1,23 т·м².

Мощность энергосистемы 670 МВА. Схема соединений приведена на рис. 2.1, а.

Проверить: 1) возможность группового самозапуска трех двигателей с турбокомпрессорами при отключении одной секции шин и автоматическом включении через 4 секунды секционного выключателя; 2) правильно ли выбраны реакторы, если при пуске двигателя напряжение на шинах (из условия работы остальных электроприемников) должно быть не ниже 0,85, а напряжение на выводах пускаемого двигателя – не выше 0,85.

Решение

1. Механические постоянные времени двигателей:

- с турбокомпрессорами 3,5 МВт по (3.6)

$$T_{m1} = \frac{(0,356 + 0,5) \cdot 3000^2}{364 \cdot 3500} = 6,1 \text{ с};$$

- с турбокомпрессорами 6,0 МВт

$$T_{m2} = \frac{(1 + 1,3) \cdot 3000^2}{364 \cdot 6000} = 9,5 \text{ c.}$$

2. Эквивалентный момент сопротивления трех самозапускаемых агрегатов по (3.8)

$$m_{c.3} = \frac{0,75 \cdot 2 \cdot 3,5 + 0,75 \cdot 6,0}{2 \cdot 3,5 + 6,0} = 0,75 \text{ c.}$$

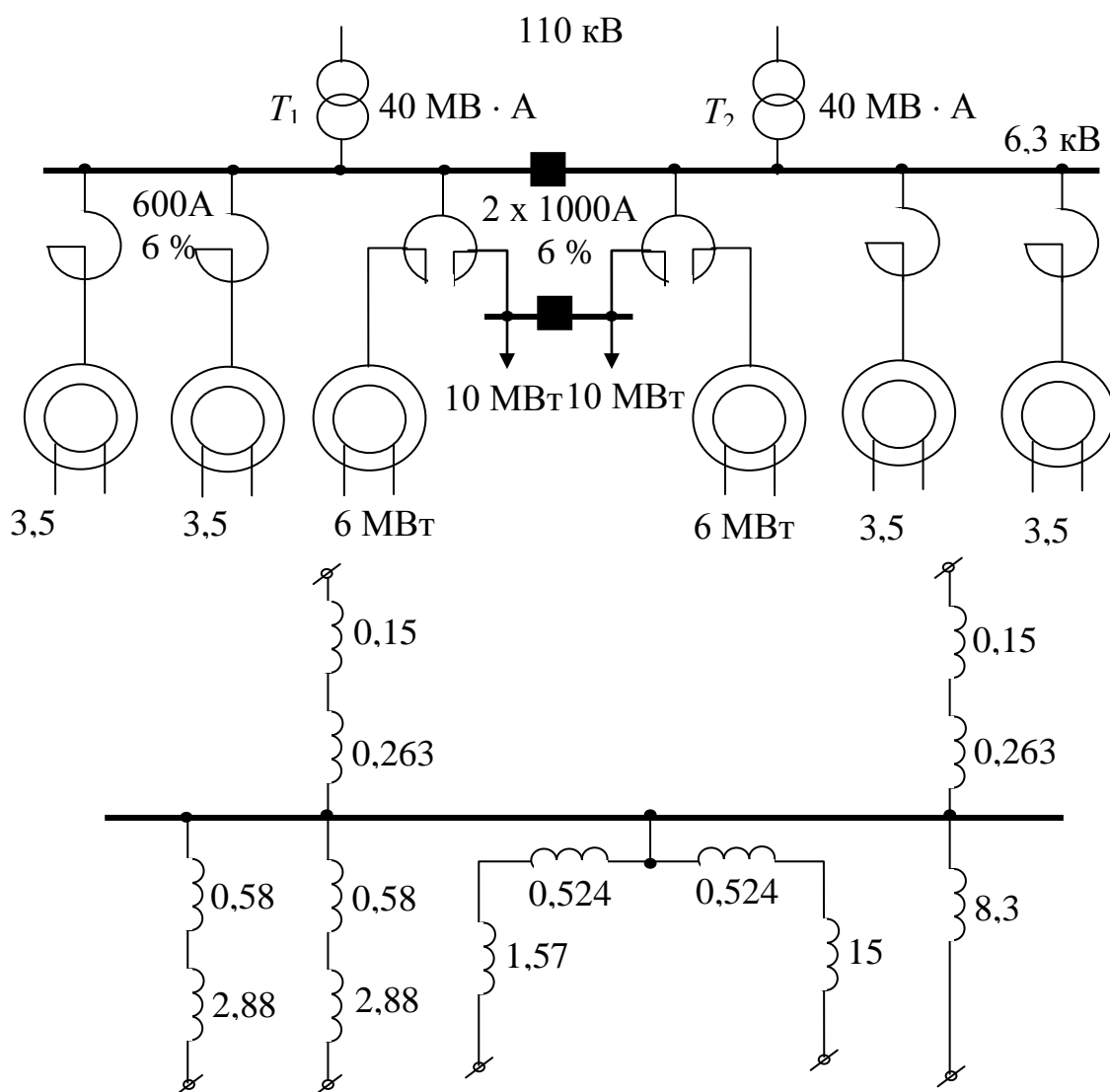


Рис. 2.1, а. Самозапуск мощных синхронных двигателей

3. Эквивалентная механическая постоянная времени по (3.9)

$$T_{м.э} = \frac{6,1 \cdot 2 \cdot 3,5 + 9,5 \cdot 6,0}{2 \cdot 3,5 + 6,0} = 7,7 \text{ с.}$$

4. Скольжение, до которого затормозятся агрегаты при перерыве питания 4 с, по (3.10)

$$s = \frac{m_{с.э}}{T_{м.э}} t_э = \frac{0,75}{7,7} \cdot 4,0 \approx 0,4.$$

5. Реактивные сопротивления элементов сети, отнесенные к напряжению 6,0 кВ и мощности $S_6 = 100$ МВА ($S_{кз} = 670$ МВА):

а) системы:

$$x_c = \frac{100}{670} = 0,15;$$

б) трансформатора 40 МВА:

$$x_T = 0,105 \frac{100}{40} = 0,263;$$

в) реакторов 6 кВ 600 А, 4 %:

$$x_{pl} = 0,04 \frac{9,2 \cdot 6,0}{0,6 \cdot 6,3} = 0,58$$

(9,2 – базисный ток, кА);

г) сдвоенного реактора 6 кВ 2 х 1000 А, 6 %:

$$x_{p2} = x_{0,5} = 0,06 \frac{9,2}{1,0} \cdot \left(\frac{6,0}{6,3} \right)^2 = 0,524;$$

д) двигателя 3,5 МВт:

$$x_{д1} = \frac{1}{7,75} \cdot \frac{100}{4,03} \cdot \left(\frac{6,0}{6,3} \right)^2 = 2,88$$

(7,75 – кратность пускового тока; 4,03 – номинальная мощность, МВА);

е) двигателя 6,0 МВт

$$x_{д2} = \frac{1}{8,3} \cdot \frac{100}{6,9} \cdot \left(\frac{6,0}{6,3} \right)^2 = 1,57$$

(8,3 – кратность пускового тока, 6,9 – номинальная мощность МВА);

ж) реактивной нагрузки прочих электроприемников:

$$x_{н1} = \frac{100}{10 \cdot 0,6} \cdot \left(\frac{6,0}{6,3} \right)^2 = 15.$$

6. Проверка пуска двигателя 3,5 МВт:

а) сопротивление двигателя с реактором:

$$x_{р.д} = 0,58 + 2,88 = 3,46;$$

б) эквивалентное сопротивление двигателя с реактивностью нагрузки:

$$x_{э1} = \frac{3,46 \cdot 15}{3,46 + 15} = 2,8;$$

в) напряжение на шинах подстанции по (3.13):

$$u' = 1,05 \frac{2,8}{0,15 + 0,263 + 2,8} = 0,91 > 0,85;$$

г) напряжение на выводах двигателя по (3.14):

$$u'_{д1} = 0,91 \frac{2,88}{3,46} = 0,76 < 0,85;$$

д) момент двигателя при пуске по (3.15):

$$m_{a1} = 2,0 \cdot 0,76^2 = 1,16,$$

т. е. значительно больше момента сопротивления турбокомпрессора.

7. Проверка пуска двигателя 6,0 МВт:

а) данные сдвоенного реактора, отнесенные к базисным величинам:

$$x_{0,5} = 0,524; \quad k_{св} = 0,606; \quad x_{0,5} (1 - k_{св}) = 0,206; \quad x_{0,5} (1 + k_{св}) = 0,84;$$

б) отношение токов в обоих плечах реактора при пуске двигателя 6 МВт:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{15 + 0,84}{1,57 + 0,84} = 6,6; \quad \frac{I_2}{I_1} = 0,152;$$

в) сопротивление ветвей сдвоенного реактора:

$$x_{в1} = 0,524(1 - 0,606 \cdot 0,152) = 0,48;$$

$$x_2 = 0,524 (1 - 0,606 \cdot 6,6) = -1,57;$$

г) результирующее сопротивление сдвоенного реактора при пуске двигателя 6 МВт:

$$x_{рез} = \frac{(0,48 + 1,57) \cdot (-1,57 + 15)}{(0,48 + 1,57) + (-1,57 + 15)} = 1,78;$$

д) напряжение на шинах при пуске:

$$u_2' = 1,05 \cdot \frac{1,78}{0,15 + 0,223 + 1,78} = 0,86 > 0,85;$$

е) напряжение на выводах пускаемого двигателя:

$$u_{д2} = 0,86 \cdot \frac{1,57}{0,48 + 1,57} = 0,66 < 0,85;$$

ж) пусковой момент при этом напряжении:

$$m_{a2} = 2,27 \cdot 0,66^2 = 0,99,$$

что значительно выше момента сопротивления турбокомпрессора;

з) напряжение на выводах электроприемников, присоединенных ко второй ветви реактора:

$$u_{д2}'' = 0,86 \cdot \frac{15}{15 - 1,57} = 0,96.$$

8. Проверка выпадения двигателя 3,5 МВт из синхронизма и втягивание в синхронизм:

а) время перерыва, в течение которого двигатель не выпадает из синхронизма, по (3.22):

$$t_э \leq 0,06 \frac{\sqrt{6,1(1,63 - 0,6 \cdot 0,75)}}{0,75} \approx 0,6 \text{ с}$$

(1,63 – максимальный электромагнитный момент). При перерыве питания 4 секунды двигатель выпадает из синхронизма, и при самозапуске потребуются его ресинхронизация;

б) среднее критическое скольжение, с которого будет обеспечено вхождение синхронного двигателя в синхронизм после подачи возбуждения под действием входного момента, по (3.23):

$$s_{кр} \approx 0,06 \sqrt{\frac{1,63}{6,1}} \cdot 1,5 = 0,04$$

(1,5 – кратность тока возбуждения при ресинхронизации).

9. Проверка возможности самозапуска при групповом выбеге трех двигателей с турбокомпрессорами до скольжения 0,4:

а) сопротивление двигателей при этом скольжении:
3,5 МВт:

$$x_{д1}' = \frac{1}{6,35} \cdot \frac{100}{4,03} \cdot \left(\frac{6,0}{6,3} \right)^2 = 3,5;$$

6,0 МВт:

$$x'_{д2} = \frac{1}{6,47} \cdot \frac{100}{6,9} \cdot \left(\frac{6,0}{6,3} \right)^2 = 2,0;$$

б) сопротивление двигателей с реакторами:

$$x'_{д1} + x_{р1} = 3,5 + 0,58 = 4,08;$$

$$x'_{д2} + x_{р2} = 2,0 + 0,524 = 2,524$$

(нагрузка второй ветви реактора при самозапуске двигателя 6 МВт отключается).

в) эквивалентное сопротивление самозапускаемых двигателей

$$x'_{\Sigma} = \frac{1}{\frac{2}{4,08} + \frac{1}{2,524}} = 1,13;$$

г) сопротивление нагрузки второй секции шин (нагрузка равна 25 МВА и $\cos \varphi = 0,9$)

$$x_{н2} = \frac{100}{25 \cdot 0,434} \cdot \left(\frac{6}{6,3} \right)^2 = 8,3;$$

д) эквивалентное сопротивление самозапускаемых двигателей первой секции шин и нагрузки второй секции

$$x'_{\Sigma\Sigma} = \frac{1}{\frac{1}{1,13} + \frac{1}{8,3}} \approx 1,0;$$

е) напряжение на шинах

$$u' = 1,05 \frac{1,0}{0,15 + 0,263 + 1} = 0,74;$$

ж) напряжение на выводах двигателей

$$u'_{д1} = 0,74 \cdot \frac{3,5}{4,08} = 0,635;$$

$$u'_{д2} = 0,74 \cdot \frac{2,0}{2,524} = 0,585;$$

з) избыточные моменты в начале самозапуска при $S = 0,4$:

$$m_{из1} = 2,26 \cdot 0,635^2 - 0,3 = 0,6;$$

$$m_{из2} = 2,1 \cdot 0,585^2 - 0,3 = 0,41.$$

10. Аналогично для двигателя 6 МВт определены значения избыточного момента при скольжении 0,2; 0,1 и 0,05 и построена кривая $m_{из} = f(s)$ (рис.2.1, б Приложения).

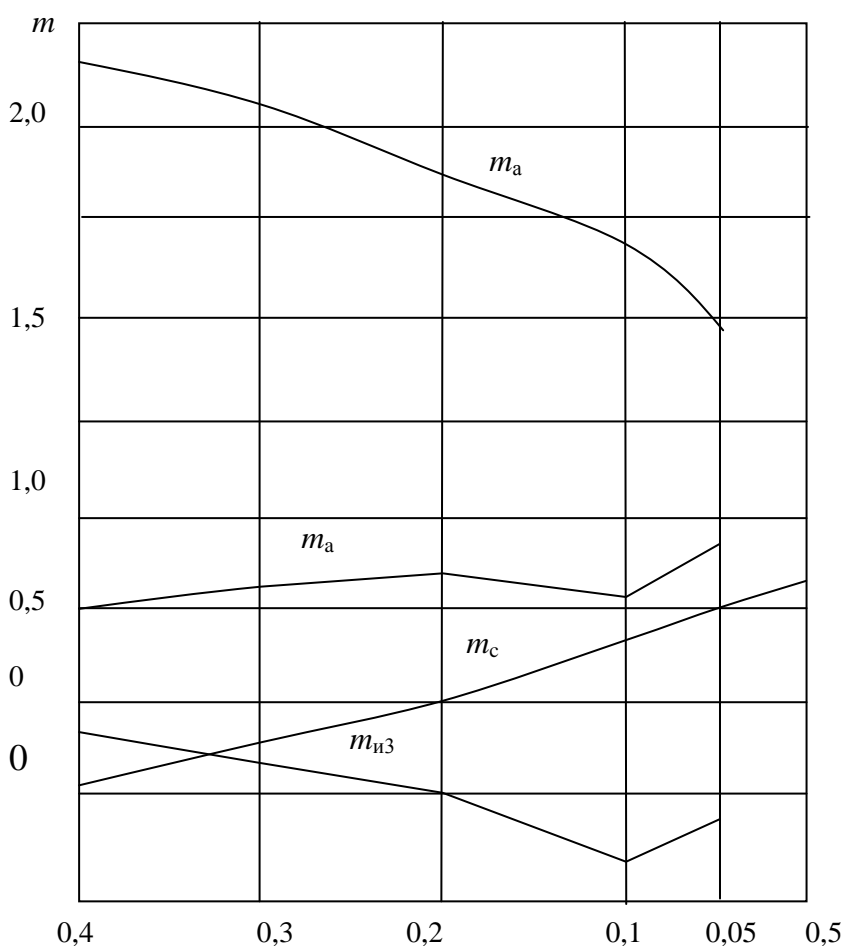


Рис. 2.1, б. Характеристики моментов при самозапуске

11. Избыточные моменты при всех значениях скольжения s для двигателя 6 МВт (также для двигателей 3,5 МВт) положительны, так что групповой самозапуск при загрузке двигателей $k_3 = m_c = 0,75$ и перерыве 4 секунды возможен.

12. Длительность самозапуска ЭД 6 МВт определяем графически по кривой избыточного момента (рис.2.1, б Приложения) и (3.15).

$$t_{с.з} = 9,5 \left(\frac{0,1}{0,38} + \frac{0,1}{0,31} + \frac{0,1}{0,2} + \frac{0,05}{0,18} \right) = 13 \text{ с.}$$

Приложение 3

Таблица 3.1

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}}$, МВ А	Пределы регулирования, %	Каталожные данные						Расчетные данные		
			$U_{\text{ном}}$, кВ, обмоток		u_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	$R_{\text{тр}}$, Ом	$X_{\text{тр}}$, Ом	ΔQ_x , кВар
			В	Н							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТМН-2500/110	2,5	$\pm 10 \times 1,50$ $\pm 8 \times 1,50$	110	6,6; 11; 22	10,5	22	5,0	1,50	42,6	508	37,5
ТМН-6300/110	6,3	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,6; 11; 22	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220	50,4
ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,78$				60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,78$				85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТРДН-40000/110	40	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	172	36	0,7	1,44	34,8	260
ТД-40000/110	40	$\pm 2 \times 2,50$	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,7	1,46	38,4	260

Окончание табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ТРДЦН-63000/110	63	±9х1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,65	0,87	22	410
ТРДЦНК-80000/110	80	±9х1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	245	59	0,60	0,8	22	378
ТДЦ-80000/110	80	±2х2,50	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,60	0,71	19,2	480
ТРДЦН-80000/110	80	±9х1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТДЦ-125000/110	125	±2х2,5	121	10,5; 13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ТРДЦН-125000/110	125	±9х1,78	115	10,5/10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
ТДЦ-200000/110	200	±2х2,50	121	13,8; 15,75; 18	10,5	550	170	0,50	0,23	7,7	1000
ТДЦ-250000/110	250	±2х2,50	121	15,75	10,5	640	200	0,50	0,15	6,1	1250
ТДЦ-400000/110	400	±2х2,50	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800

Примечания:

1. Регулирование напряжения осуществляется с помощью РПН в нейтрали ВН, за исключением трансформаторов типа ТМН-2500/110 с РПН на стороне НН и типа ТД с ПБВ на стороне ВН.
2. Трансформаторы типа ТРДН могут изготавливаться с нерасщепленной обмоткой НН 38,5 кВ

Таблица 3.2

Трехфазные трехобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип трансформатора	$S_{\text{ном}},$ МВА	Каталожные данные					
		$U_{\text{ном}},$ кВ, обмоток			$u_{\text{к}},$ %, обмоток		
		В	С	Н	В–С	В–Н	С–Н
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-10000/110	10	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-16000/110*	16	115	27,5; 38,5	6,6; 11	17(10,5)	10,5(17)	6
ТДТН-25000/110	25	115	11; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТНЖ-25000/110	25	115	38,5; 27,5	6,6; 11; 27,5	17	10,5	6
ТДТНЖ-40000/110	40	115	27,5; 35,5	6,6; 11; 27,5	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТН-40000/110*	40	115	11; 22; 27,5; 38,5	6,6; 11	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДТН-63000/110*	63	115	38,5	6,6; 11	10,5(17)	17(10,5)	6
ТДЦТН-80000/110*	80	115	38,5	6,6; 11	10,5(17)	17(10,5)	6

Продолжение табл.3.2

Тип трансформатора	Каталожные данные						Расчетные данные			
	$\Delta P_{\text{к}},$ кВт	$\Delta P_{\text{х}},$ кВт	$I_{\text{х}},$ %	$R_{\text{тр}},$ Ом, обмоток			$X_{\text{тр}},$ Ом, обмоток			$\Delta Q_{\text{х}},$ кВар
				В	С	Н	В	С	Н	
ТМТН-6300/110	60	14	1,20	10	10	10	225	0	131	75,5
ТДТН-10000/110	80	19	1,10	5,30	5,30	5,30	142	0	82	110
ТДТН-16000/110*	105	26	1,05	2,70	2,70	2,70	88	(0); 52	(52); 0	168
ТДТН-25000/110	145	36	1,00	1,50	1,50	1,50	54	0	33	250
ТДТНЖ-25000/110	145	45	1,00	1,50	1,50	1,50	57	33	0	250
ТДТНЖ-40000/110	200	63	0,80	0,90	0,90	0,90	35, 5	(0); (20,7)	20,7; (0)	320
ТДТН-40000/110*	230	50	0,90	0,95	0,95	0,95	35, 4	0; (20,6)	20,6; (0)	360
ТДТН-63000/110*	310	70	0,85	0,52	0,52	0,52	22, 6	0; (13,1)	13,1 (0)	536
ТДЦТН-80000/110*	390	82	0,80	0,40	0,40	0,40	17, 7	0; (10,3)	10,3; (0)	640

Таблица 3.3

**Нормы ежегодных отчислений на амортизацию и обслуживание
(в относительных единицах)**

Наименование проводников системы	Норма амортизационных отчислений, E_a	Затраты на ремонт и обслуживание, $E_{\text{тек.р}}$	Всего издержки на амортизацию и обслуживание, $E_{\text{сум}}$
Кабельные линии до 10 кВ:			
• со свинцовой оболочкой, проложенные в земле и помещениях;	0,023	0,02	0,043
• с алюминиевой оболочкой, проложенные:	0,043	0,02	0,063
- в земле,	0,023	0,02	0,042
- в помещениях ,	0,053	0,02	0,073
- с пластмассовой изоляцией, проложенные в земле и помещениях			
Кабельные линии 20–35 кВ со свинцовой оболочкой, проложенные в земле и помещения	0,034	0,02	0,054
Кабельные линии 110–220 кВ, проложенные в земле и помещения	0,025	0,02	0,045
Воздушные линии до 20 кВ на металлических или железобетонных опорах	0,036	0,003	0,039
Воздушные линии до 20 кВ на деревянных опорах	0,057	0,005	0,062
Воздушные линии 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах	0,024	0,004	0,028
Воздушные линии 35–220 кВ на деревянных опорах	0,049	0,005	0,054
Силовое электрическое оборудование и распределительные устройства:			
– до 20 кВ,	0,064	0,04	0,104
– 35-150 кВ,	0,058	0,03	0,088
– 220 кВ и выше	0,058	0,02	0,078

Таблица 3.4

Средние значения числа часов использования максимума нагрузок,
 T_{\max} , ч/год

Потребители электроэнергии	T_{\max} , ч/год
Промышленные (по сменности):	
односменные,	2000–3000
двухсменные,	3000–4500
трехсменные	4500–9000
Промышленные (по отраслям):	
• <i>топливная:</i>	
угледобыча,	3500–5000
нефтедобыча,	7000–7500
нефтепереработка,	6000–8000
торфоразработка,	2000–2500
металлургия,	5000–7000
горнорудная	5000
• <i>химическая (в среднем)</i>	6200–8000
• <i>машиностроительная и металлообрабатывающая</i>	
– заводы:	3800–4000
тяжелого машиностроения,	4300–4500
станкостроительный,	4300–4500
электротехнического оборудования,	4000–4200
инструментальный,	5000–5300
шарикоподшипниковый,	5000–5300
сельхозмашин,	3500–4000
авторемонтный, паровозовагоноремонтный,	3000–3200
приборостроительный,	4300–4400
металлообрабатывающий	5500–6000
• <i>целлюлозно-бумажная</i>	2500–3000
• <i>деревообрабатывающая и лесная</i>	
• <i>легкая:</i>	3000
обувная,	4500
текстильная	
• <i>пищевая:</i>	4000
холодильник,	7000
маслоконсервный завод,	4800
молокозавод,	3500–3800
мясокомбинат,	5000
хлебозавод,	4500
кондитерская фабрика	7000
Предприятия по производству стройматериалов	4000
Коммунально-бытовые предприятия	5000
Предприятия водопроводные и канализационные	3000
Сети уличного освещения	

Пример

По линии, установленной на железобетонных одноцепных опорах длиной 50 км, напряжением 110 кВ, передается мощность 8–20 МВА. Число часов использования максимума $T_{\max} = 5000$ ч. Линия проложена в районе II по гололеду. Коэффициент $E_n = 0,12$. Найти приведенные затраты при проводах АС-120 и АС-150 и выбрать наивыгоднейший вариант.

Решение. Так как ущерб для обоих вариантов можно считать одинаковым, то, согласно выражениям (6.4) и (6.8), приведенные затраты

$$З = (E \cdot K) + 3I^2 R \tau c_3 \cdot 10^{-2}, \text{ руб./год.}$$

1. Определяем значение τ по заданному T_{\max} . Согласно рис. 6.1, при $\cos \varphi = 0,8$ значение $\tau = 3000$ ч/год.

2. Так как затраты на ремонт и обслуживание мало зависят от выбираемого сечения, то отчислениями на ремонт и обслуживание пренебрегаем. Тогда, согласно таблице 3.3, отчисления на амортизацию $E_a = 2,4 \%$, или 0,024.

3. Стоимость 1 км линий района II по гололеду (см. Приложение 5), установленных на железобетонных одноцепных опорах, для сечений АС-120 составляет 11,4 тыс.руб./км и для АС-150 – 11,7 тыс.руб./км.

4. По рис. 6.2 находим стоимость $c_3 = 2,4$ к./кВтч при коэффициенте участия предприятия в максимуме энергосистемы $K_{\max} = 1$.

5. Определяем удельное активное сопротивление линии $R_{0\text{АС-120}} = 0,25$ Ом/км, $R_{0\text{АС-150}} = 0,2$ Ом/км.

6. Находим ток в линии $I = S_L / (\sqrt{3} U_n) = \frac{20 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 105 \text{ А.}$

Вариант I

$$\begin{aligned} З_{\text{АС-120}} &= (0,12+0,024)11400 \cdot 50 + 3 \cdot 105^2 \cdot 0,25 \cdot 50 \cdot 3000 \cdot 2,4 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-3} \\ &= 82650 + 32149 = 114799 \text{ руб./год.} \end{aligned}$$

Вариант II

$$\begin{aligned} З_{\text{АС-150}} &= (0,12+0,024)11700 \cdot 50 + 3 \cdot 105^2 \cdot 0,2 \cdot 50 \cdot 3000 \cdot 2,4 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{-3} \\ &= \\ &= 84825 + 25005 = 109830 \text{ руб./год.} \end{aligned}$$

Как видно из расчетов, меньшие приведенные затраты соответствуют проводам большего сечения (АС-150), поэтому выбираем вариант II.

Если принять $E_n = 0,15$, что рекомендуется для строительства

линий с новым оборудованием, то $Z_{AC-120} = 131899$ руб./год, а $Z_{AC-150} = 127380$ руб./год.

Таким образом, оптимальным является также вариант II.

Приложение 5

Стоимость воздушных линий 110 кВ, тыс.руб./км

Тип опор	Районы по голо-леду	Стоимость линий с проводами марки					
		АС–70/11	АС–95/16	АС–120/19	АС–150/24	АС–185/29	АС–240/32
Стальные одноцепные	I	14,5	14,8	15,6	16,0	17,4	18,7
	II	16,5	16,4	16,9	16,9	18,0	18,8
	III	19,4	19,1	19,0	19,0	19,7	20,0
	IV	21,5	20,6	20,6	20,6	21,0	21,7
Стальные двухцепные	I	21,6	22,1	23,7	24,6	27,8	30,6
	II	24,6	24,4	25,2	25,7	28,5	30,7
	III	29,2	28,2	28,3	28,6	30,4	32,1
	IV	32,8	30,8	31,0	31,6	31,8	34,4
Стальные двухцепные с подвеской одной цепи	I	19,5	19,4	20,8	21,2	23,3	24,8
	II	22,2	21,5	22,0	22,0	24,0	24,9
	III	26,4	24,8	25,8	25,4	26,8	27,3
	IV	28,7	27,1	27,0	27,2	28,0	29,2
Железобетонные одноцепные	I	10,5	11,1	10,8	11,5	12,6	14,0
	II	12,0	12,0	11,4	11,7	12,9	14,0
	III	14,6	14,3	13,1	13,2	13,8	15,1
	IV	16,5	15,9	14,4	14,1	15,3	16,6
Железобетонные двухцепные	I	15,8	16,9	17,0	20,0	22,0	24,0
	II	17,8	17,8	18,1	20,0	22,0	24,0
	III	21,4	21,0	20,4	22,2	23,6	25,0
	IV	24,4	23,3	22,2	3,9	25,2	27,0
Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи	I	13,7	14,3	14,1	16,6	17,3	18,4
	II	15,5	15,1	15,0	16,6	17,3	18,4
	III	18,6	17,8	16,9	18,4	18,6	19,2
	IV	21,2	19,7	18,4	19,8	19,9	20,8
Деревянные двухстоечные бес-троссовые	I	4,9	5,4	5,6	6,5	7,2	—
	II	5,2	5,5	5,7	6,6	7,2	—
	III	5,7	6,0	6,2	6,8	7,5	—
	IV	6,2	6,6	6,9	7,4	7,9	—
Подвеска второй цепи	I–IV	2,5–4,1	3,0–4,1	3,3–4,3	3,8–4,6	4,8–5,4	6,0–6,3

Примечание. Стоимость 1 км вырубки просек учитывается дополнительно и составляет 1,3 тыс.руб./км

Приложение 6

Стоимость воздушных линий 35 кВ, тыс.руб./км

Тип опор	Районы по гололеду	Стоимость линий с проводами марки			
		АС–70/11	АС–95/16	АС–20/19	АС–50/24
Стальные одно- цепные	I	12,2	12,4	13,1	13,3
	II	14,4	14,1	14,1	14,3
	III	16,5	16,0	16,0	17,7
	IV	18,2	17,8	17,4	21,3
Стальные двухцепные	I	17,3	18,1	19,2	19,5
	II	20,1	20,1	20,4	21,4
	III	24,2	24,2	25,2	25,5
	IV	27,2	27,2	28,9	29,3
Стальные двух- цепные с подвес- кой одной цепи	I	15,4	15,7	16,2	16,2
	II	17,9	17,3	17,3	17,5
	III	21,5	20,8	21,4	20,9
	IV	24,2	23,4	23,7	24,0
Железобетонные одноцепные	I	—	9,4	10,3	10,9
	II	—	10,6	10,8	11,2
	III	—	12,2	12,3	12,3
	IV	—	13,7	13,6	13,4
Железобетонные двухцепные	I	—	15,3	14,1	14,8
	II	—	16,7	14,5	15,3
	III	—	19,5	17,3	17,8
	IV	—	21,7	18,8	19,1

Железобетонные двухцепные с подвеской одной цепи	I	—	12,8	11,4	11,7
	II	—	13,9	11,7	12,2
	III	—	16,6	14,0	14,1
	IV	—	18,4	15,2	15,1

Приложение 7

Примеры расчета токов КЗ

Пример 7.1. Рассчитать токи КЗ для точек K_1 , K_2 , K_3 при питании потребителя от системы неограниченной мощности. Расчетные данные приведены на рис. 7.1.

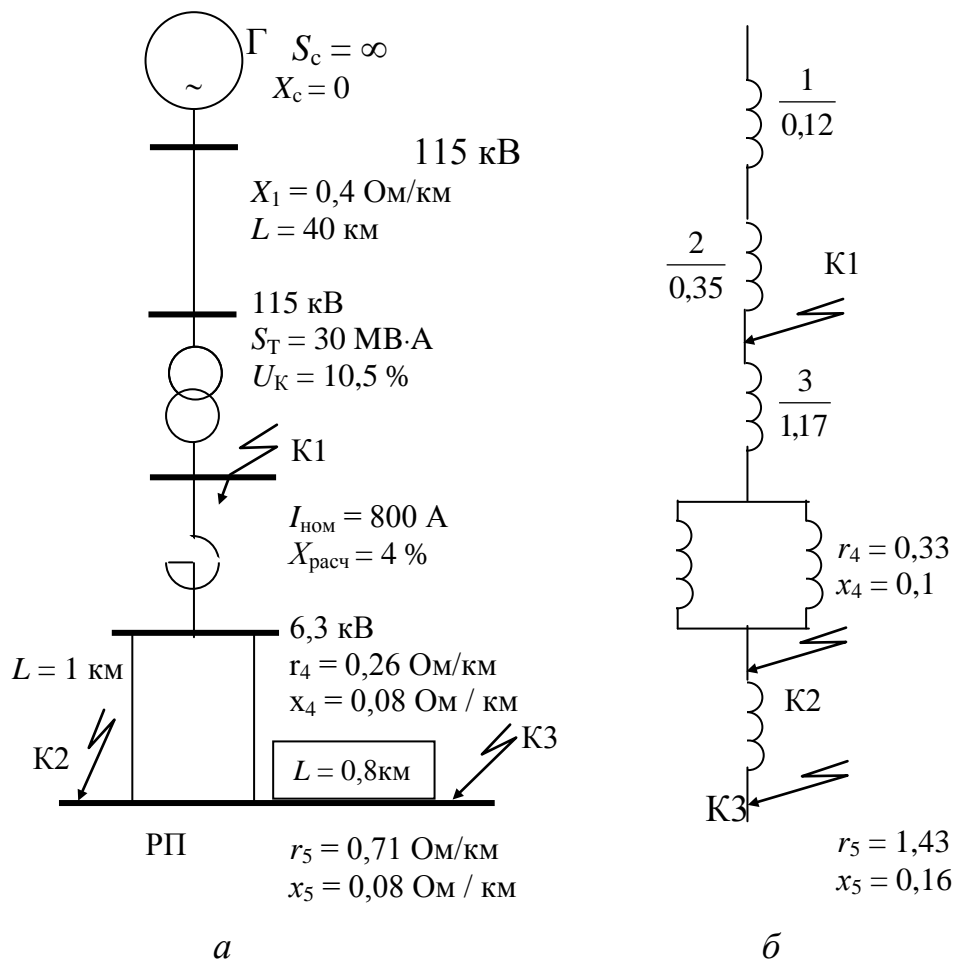


Рис. 7.1. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) к примеру 7.1

Решение. Расчет производится в относительных единицах. При-

нимаем базисную мощность $S_6 = 100$ МВА.

По формулам (7.17) –(7.23) вычислим базисные относительные сопротивления: x_1 – сопротивление ЛЭП на 115 кВ; x_2 – сопротивление трансформатора подстанции; x_3 – сопротивление реактора; x_4 – сопротивление кабельной линии от подстанции до РП; x_5 – то же, от РП до ТП. Определим эти сопротивления в относительных единицах:

$$x_1 = 0,4 \cdot 40 \cdot 100/115^2 = 0,12;$$

$$x_2 = 0,105 \cdot 100/30 = 0,35;$$

$$x_3 = 0,04 \cdot 9,2 \cdot 6/(0,8 \cdot 6,3) = 1,17, \text{ где } I_6 = 100/(1,7 \cdot 6,3) = 9,2 \text{ кА};$$

$$x_4 = (0,08/2) \cdot 1(100/6,3^2) = 0,1; r_4 = (0,26/2) \cdot 1(100/6,3) = 0,33;$$

$$x_5 = 0,08 \cdot 0,8 \cdot 100/6,3^2 = 0,16; r_5 = 0,71 \cdot 0,8 \cdot 100/6,3^2 = 1,43.$$

Ток и мощность КЗ для точки K_1 :

$$I_{K1} = I_6 / x_{\Sigma 1} = 9,2/0,47 = 19,57 \text{ кА}, \quad i_{y1} = k_{y1} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 19,57 = 49 \text{ кА},$$

$$S_{K1} = S_6 / x_{\Sigma 1} = 100/0,47 = 213 \text{ МВА},$$

$$\text{где } x_{\Sigma 1} = x_1 + x_2 = 0,12 + 0,35 = 0,47.$$

Ток и мощность КЗ для точки K_2 :

$$I_{K2} = I_6 / x_{\Sigma 2} = 9,2/1,74 = 5,3 \text{ кА}, \quad i_{y2} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 5,3 = 13,5 \text{ кА},$$

$$S_{K2} = S_6 / x_{\Sigma 2} = 100/1,74 = 57,5 \text{ МВА},$$

$$\text{где } x_{\Sigma 1} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 = 0,47 + 1,17 + 0,1 = 1,74.$$

Ток и мощность КЗ для точки K_3 :

$$I_{K3} = I_6 / z_{\Sigma 3} = 9,2 / \sqrt{1,76^2 + 1,9^2} = 9,2/2,6 = 3,5 \text{ кА},$$

$$\text{где } r_{\Sigma 3} = r_4 + r_5 = 0,33 + 1,43 = 1,76; \quad x_{\Sigma 3} = x_2 + x_5 = 1,74 + 0,16 = 1,9.$$

Так как $x_{\Sigma 3}/r_{\Sigma 3} = 1,9/1,76$, но $K_{y3} = 1,07$ (см. рис. 7.2). Тогда

$$i_{yд3} = 1,07 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,5 = 5,15 \text{ кА}, \quad S_{K3} = S_6/z_{\Sigma 3} = 100/2,6 = 38,6 \text{ МВА}.$$

Пример 7.2. Определить токи и мощность КЗ на шинах электростанции, на которой установлены три турбогенератора мощностью по 15 МВА с относительным сопротивлением $x_d'' = 0,125$. Турбогенераторы снабжены АРВ. Расчетные данные приведены на рис. 7.2.

Решение. Принимаем за расчетную базисную мощность суммарную мощность турбогенератора станции $S_6 = S_{\text{ном}\Sigma} = 3 \cdot 15 = 45$ МВА.

Расчетные сопротивления турбогенератора и на шинах станции $x_{\text{расч.тг}} = x_d'' S_{\text{ном}\Sigma} / S_{\text{тг}} = 0,125 \cdot 45/15 = 0,375$; $x_{\text{расч.ш}} = 0,125$ (с учетом па-

раллельного включения генераторов).

По расчетным кривым (см. рис. 7.3) при расчетном сопротивлении $x_{\text{расч}} = 0,125$ находим кратность тока КЗ $k_t = 8$. Начальный ток КЗ $I_o = k_t I_\Sigma = 8 \cdot 4,1 = 32,8$ кА, где $I_\Sigma = S_\Sigma / (\sqrt{3}U) = 45 / (\sqrt{3} \cdot 6,3) = 4,1$ кА.

Мощность КЗ к $S_k = k_t S_{\text{ном}\Sigma} = 8 \cdot 45 = 360$ МВА. Ударный ток КЗ $i_y = k_y \sqrt{2} I_o = 1,9 \sqrt{2} \cdot 32,8 = 89$ кА.

Для точки K_2 токи и мощность КЗ рассчитывают аналогично, но с учетом дополнительного сопротивления реактора $x_{\text{расч}*} = 0,97$, см. формулу (7.23).

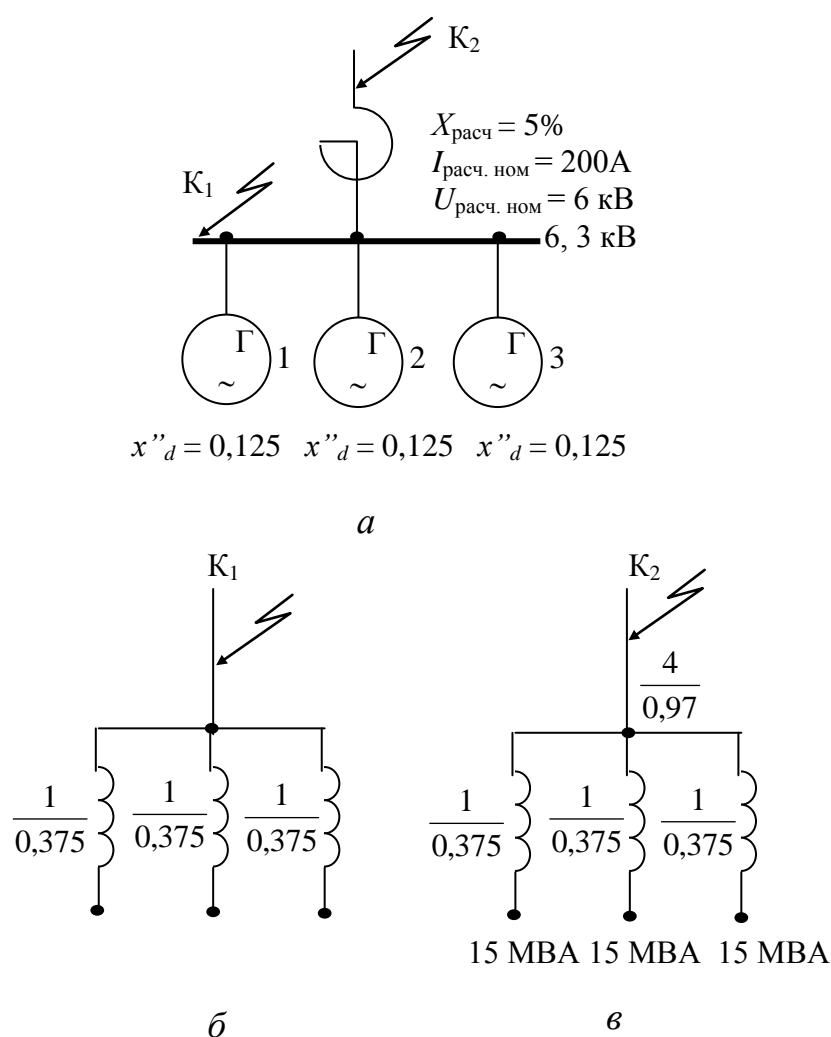


Рис. 7.2. Расчетная схема (*a*) и схемы замещения (*б*) и (*в*) к примеру 7.2

Схемы замещения трансформаторов и формулы для определения относительных сопротивлений элементов схемы

Сверхпроводное сопротивление x_d'' в паспорте АД не указывается и определяется по кратности пускового тока

$$x_d'' = \frac{I_{\text{НОМ}}}{k_{\text{П}} I_{\text{НОМ}}} = \frac{1}{k_{\text{П}}},$$

где $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток двигателя; $k_{\text{П}}$ – кратность пускового тока к номинальному.

Сопротивление синхронных и асинхронных двигателей в именованных и относительных единицах:

$$x_{\partial} = x_d'' \frac{E'^2}{S_{\text{НОМ}}}; \quad x_{\text{б.д}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{НОМ}}}. \quad (8.1)$$

Обобщенной нагрузкой принято называть смешанную нагрузку, состоящую из нагрузок на освещение, питание электродвигателей, печей, выпрямителей и т. п. Средние расчетные параметры такой нагрузки относят к среднему номинальному напряжению ступени трансформации в месте подключения нагрузки и полной мощности нагрузки (МВА). Определение сопротивления обобщенной нагрузки производится аналогично, см. (7.21).

К расчетным паспортным параметрам двухобмоточного трансформатора (рис. 8.1, а) относят номинальную мощность $S_{\text{НОМ}}$, номинальное напряжение обмоток $U_{\text{НОМ.В}}$ и $U_{\text{НОМ.Н}}$, напряжение КЗ $u_{\text{К}}$ %, потери КЗ $P_{\text{К}}$ или отношение x/r . Сопротивления

$$x_{\text{Т}} = \frac{u_{\text{К}} U_{\text{ср}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}}; \quad x_{\text{б.Т}} = \frac{u_{\text{К}} S_{\text{б}}}{100 S_{\text{НОМ}}}. \quad (8.2)$$

Для расчета трехобмоточных трансформаторов (рис. 8.1, в, г) должны быть даны: $S_{\text{н.тр}}$, номинальные напряжения обмоток $U_{\text{н.В}}$, $U_{\text{н.С}}$, $U_{\text{н.Н}}$; $U_{\text{К.ВС}}$ %, $U_{\text{К.ВН}}$ %, $U_{\text{К.СН}}$ %; потери КЗ $P_{\text{а}}$ или отношение x/r .

Относительные базисные сопротивления определяются для каждой ветви схемы замещения:

$$\left. \begin{aligned} x_{\bar{0}.B} &= \frac{(U_{K.BC} + U_{K.BH} + U_{K.CH})\% \cdot S_{\bar{0}}}{260 S_{H.TP}}, \\ x_{\bar{0}.C} &= \frac{(U_{K.BC} + U_{K.CH} + U_{K.BH})\% \cdot S_{\bar{0}}}{200 S_{H.TP}}, \\ x_{\bar{0}.H} &= \frac{(U_{K.BH} + U_{K.CH} + U_{K.BC})\% \cdot S_{\bar{0}}}{200 S_{H.TP}}. \end{aligned} \right\} \quad (8.3)$$

Значения в именованных единицах определяются аналогично первой формуле (8.2).

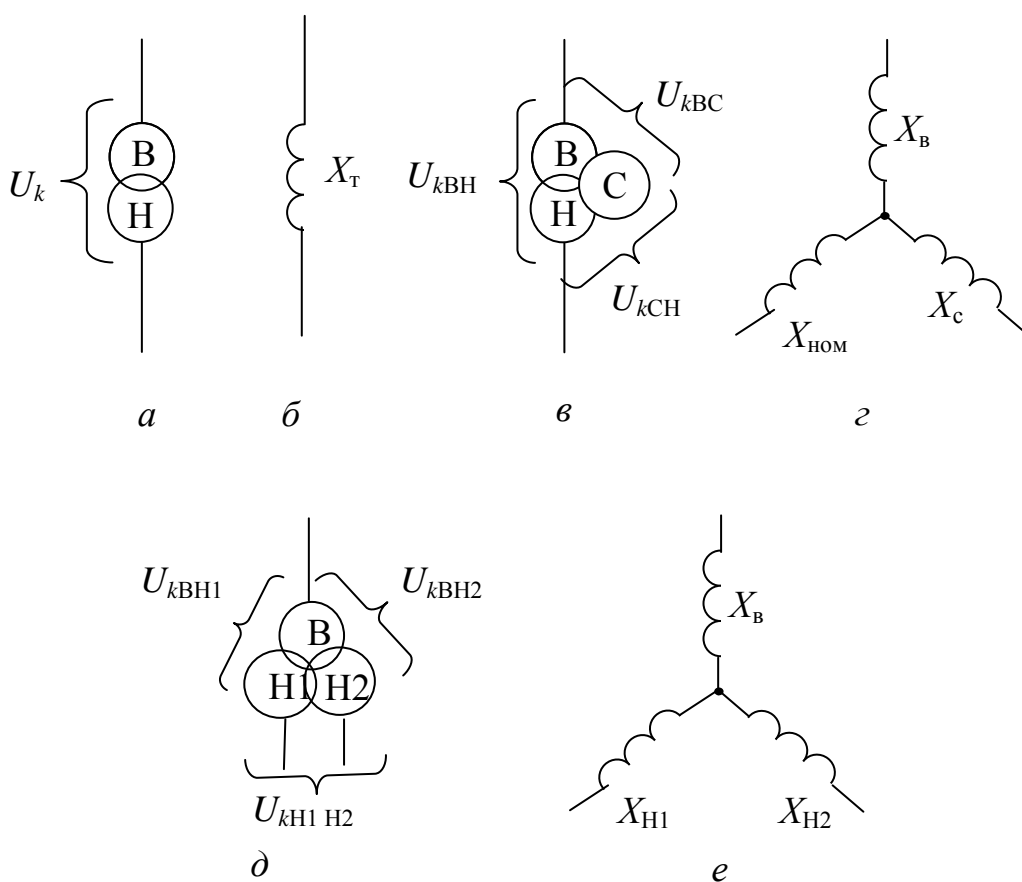


Рис. 8.1. Двухобмоточный трансформатор и его схема замещения (а, б); трехобмоточный трансформатор (в, г); двухобмоточный трансформатор с расщепленной обмоткой низшего напряжения (д, е)

Потери КЗ трехобмоточных трансформаторов указываются в каталогах, а также в Приложении 3.

В трансформаторах с расщепленной обмоткой (рис. 8.1, д, е) к расчетным параметрам относят $S_{H.TP}$ (обмотки высшего напряжения) или

$S_{н.тр}$ обмотки низшего напряжения $S_{н H1/H2}$ (мощность $S_{H1(H2)} = 0,6 S_{нв}$); напряжения КЗ между обмотками $U_{к.в.H1(H2)} \%$, $U_{к.H1.H2} \%$; потери КЗ P_k или отношения x/r .

Выражения для $U_k \%$:

$$U_{к.в} \% = 0,5 (U_{к.в.H1} + U_{к.в.H2} - U_{к.в.H1.H2}) \%, \\ U_{к.н.H1(H2)} \% = 0,5 (U_{к.в.H1(H2)} + U_{к.в.H1.H2} - U_{к.в.H2(H1)}) \%.$$

Расчетными параметрами реактора являются номинальное индуктивное сопротивление в омах или относительных единицах $x_{ном}$ или $x_{ном} \%$; номинальное напряжение $U_{ном}$; номинальный ток $I_{ном}$; номинальные потери ΔP или отношение x/r .

В случае использования сдвоенных реакторов индуктивное сопротивление задается для ветви реактора и помимо перечисленных параметров указывается коэффициент связи между ветвями $k_{св}$, обычно $k_{св} = 0,5$ (рис. 8.2, а).

Сопротивление реактора относительное и приведенное к базисному

$$x_p = \frac{x_{ном} \%}{100} \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} I_{ном}}; \quad x_{б.р} = x_p \frac{S_{б}}{U_c^2},$$

где x_p – номинальное реактивное сопротивление реактора, Ом; U_c – напряжение сети в точке установки реактора и реактора сдвоенного:

$$x_{б1} = -k_{св} x_p \frac{S_{б}}{U_c^2}; \\ x_{б2} = (1 + k_{св}) x_p \frac{S_{б}}{U_c^2}.$$

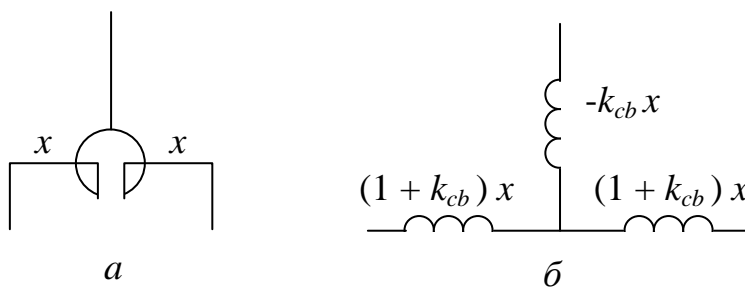


Рис. 8.2. Сдвоенный реактор (а) и его схема замещения (б)

Известно, что сдвоенный реактор конструктивно отличается от обычного выводом средней точки обмотки, разделяющим обмотку реактора на две ветви.

Расчет активного сопротивления реакторов производится по номинальным потерям или по отношению x/r . При расчете потерь на фазу реактора расчет выполняется таким образом: для одинарных реакторов $\Delta P = I_{\text{ном}}^2 r$; для сдвоенных реакторов $\Delta P = 2 I_{\text{ном}}^2 r$.

Сопротивления линий электропередачи в расчетных схемах характеризуются удельными сопротивлениями на 1 км длины. Индуктивное сопротивление линии зависит от расстояния между проводами и радиуса провода. Сопротивление линии электропередачи в именованных и относительных единицах

$$x_{\text{л}} = x_0 L; \quad x_{\text{б.л}} = \frac{x_0 L S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2},$$

где x_0 – среднее сопротивление 1 км линии; L – длина линии.

Пример 9.1. Определить токи КЗ в точке K (за реактором) при наличии двух источников питания: системы неограниченной мощности и ТЭЦ. Расчетные данные приведены на рис. 9.1.

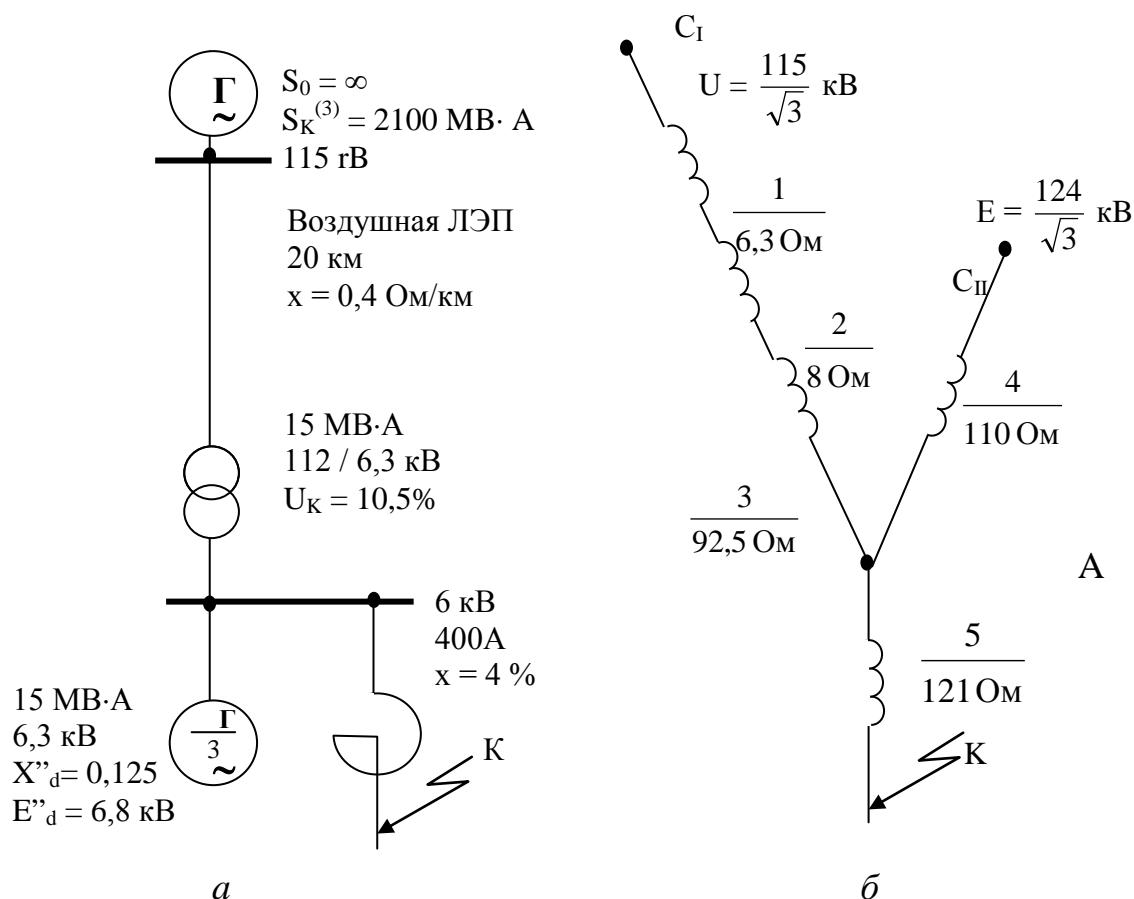


Рис. 9.1. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) к примеру 9.1

Решение. Расчет выполняется в именованных единицах с использованием коэффициентов распределения. За основную (расчетную) ступень трансформации принимается напряжение 115 кВ. Сопротивления схемы замещения (рис. 9.1, б) каждого элемента (числитель) указаны в знаменателе дроби.

Получаем:

- для электрической системы при расчете по формуле

$$x_c = U_{\text{ср}}^2 / S_{\text{кз}}^{(3)} = U_{\text{н}}^2 / S_{\text{откл}} - x_1 = 115^2 / 2100 = 6,3 \text{ Ом};$$

- для ЛЭП 110 кВ

$$x_2 = 0,4 \cdot 20 = 8 \text{ Ом};$$

- для трансформаторов и генератора при расчете по формуле (7.42)

$$x = U_K \cdot U_H^2 / S_H \text{ Ом};$$

$$x_3 = 0,105 \cdot 115^2 / 15 = 92,5 \text{ Ом};$$

$$x_4 = 0,125 \cdot 115^2 / 15 = 110 \text{ Ом};$$

- для реактора по (7.44)

$$x_5 = x_5 = 0,04 \cdot 6,3 / (\sqrt{3} \cdot 0,4) \cdot (115/6,3)^2 = 121 \text{ Ом}.$$

Сопротивление цепи КЗ от электрической системы до точки А $x_I = x_1 + x_2 + x_3 = 6,3 + 8 + 92,5 = 106,8 \text{ Ом}$. То же, что от генератора $x_{II} = x_4 = 110 \text{ Ом}$. Коэффициент распределения для системы по формуле (7.51) $c_I = 110 / (106,8 + 110) = 0,508$, для генератора $c_{II} = 1 - c_I = 1 - 0,508 = 0,492$.

Эквивалентная ЭДС от двух источников по (7.54)

$$E_{\text{экв}} = (E_I Y_I + E_2 Y_{II}) / (Y_I + Y_{II}) = \frac{115 \cdot 1/106,8 + 124 \cdot 1/110}{1/106,8 + 1/110} = 119 \text{ кВ}.$$

Резльтирующее сопротивление и эквивалентные сопротивления ветвей:

$$x_{\Sigma} = 106,8 \cdot 110 / (106 + 110) + 121 = 175,2 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{эквI}} = 175,2 / 0,508 = 345 \text{ Ом}; \quad x_{\text{эквII}} = 175,2 / 0,492 = 356 \text{ Ом}.$$

Суммарный ток КЗ в точке К, приведенный к расчетной ступени при напряжении 115 кВ, см. (7.40), $I_{\Sigma} = 119 / (\sqrt{3} \cdot 175,2) = 392 \text{ А}$. Ток от системы $I'_I = 119 / (\sqrt{3} \cdot 345) = 199 \text{ А}$. Ток от генератора $I'_{II} = 119 / (\sqrt{3} \cdot 356) = 193 \text{ А}$.

Приводим указанные токи к ступени точки КЗ К при 6,3 кВ, см. (7.57): $I_I = 119 \cdot 115 / 6,3 = 3640 \text{ А}$; $I_{II} = 193 \cdot 115 / 6,3 = 3520 \text{ А}$. $I_K = I_I + I_{II} = 3640 + 3520 = 7160 \text{ А}$.

Примечание: В расчетах токов КЗ по коэффициентам распределения часто приходится преобразовывать схему сопротивлений в виде звезды в схему треугольника и наоборот, поэтому приводим эти формулы преобразований:

$$\begin{array}{c} \text{F} \\ \triangle \\ \text{H} \quad \text{G} \end{array} \quad / \quad \begin{array}{c} \text{F} \\ \nearrow \quad \searrow \\ \text{H} \quad \text{G} \end{array} \qquad Z_{\text{F}} = \frac{Z_{\text{FG}} \cdot Z_{\text{HF}}}{Z_{\text{HG}} + Z_{\text{GF}} + Z_{\text{HF}}};$$

$$Z_{\text{G}} = \frac{Z_{\text{FG}} \cdot Z_{\text{GH}}}{Z_{\text{HG}} + Z_{\text{GF}} + Z_{\text{HF}}}; \qquad Z_{\text{H}} = \frac{Z_{\text{KG}} \cdot Z_{\text{GH}}}{Z_{\text{HG}} + Z_{\text{GK}} + Z_{\text{HF}}}.$$

$$\begin{array}{c} \text{F} \\ \nearrow \quad \searrow \\ \text{H} \quad \text{G} \end{array} \quad / \quad \begin{array}{c} \text{F} \\ \triangle \\ \text{H} \quad \text{G} \end{array} \qquad Z_{\text{FG}} = Z_{\text{F}} + Z_{\text{G}} + \frac{Z_{\text{F}} \cdot Z_{\text{G}}}{Z_{\text{H}}};$$

$$Z_{\text{GH}} = Z_{\text{G}} + Z_{\text{H}} + \frac{Z_{\text{G}} \cdot Z_{\text{H}}}{Z_{\text{F}}}; \qquad Z_{\text{HF}} = Z_{\text{H}} + Z_{\text{F}} + \frac{Z_{\text{H}} \cdot Z_{\text{F}}}{Z_{\text{G}}}.$$

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреев В.П., Сабинин Ю.А. Основы электропривода. – М.;Л.: Госэнергоиздат, 1966. – 416 с.
2. Барченко Т.Н., Закиров Р.И. Электроснабжение промышленных предприятий. – Томск: Изд. ТПИ, 1989. – 96 с.
3. Гаврилин А.И., Обухов С.Г., Озга А.И. Варианты заданий и методические указания к курсовому проектированию для студентов специальности 100400. – Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 88 с.
4. Грейсхух М.В., Лазарев С.С. Расчеты по электроснабжению промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1977. – 312 с.
5. Дульзон А.А. Перенапряжение и защита от перенапряжений. – Томск: Изд-во ТПИ, 1968. – 100 с.
6. Ермилов А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1976. – 368 с.
7. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
8. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения предприятий. – М.: Энергия, 1974. – 184 с.
9. Инструктивные материалы Главгосэнергонадзора / Минэнерго СССР. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 200 с.
10. Карпов Ф.Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. – М.: Энергия, 1975. – 184 с.
11. Князевский Б.А., Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Высш. шк., 1986. – 400 с.
12. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 414 с.
13. Кудрин Б.И., Прокопчик В.В. Электроснабжение промышленных предприятий. – Минск: Высш. шк., 1988. – 358 с.
14. Курбангалиев У.К. Самозапуск двигателей собственных нужд электростанций. – М.: Энергоиздат, 1982. – 56 с.
15. Лукутин Б.В. Электроэффективность преобразования и транспортировки электроэнергии. – Томск: Изд-во «Курсив», 2000. – 130 с.
16. Мельников М.А. Внутрицеховое электроснабжение. – Томск: Изд. ТПУ, 1998. – 140 с.
17. Мельников М.А. Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения. – Томск: Изд. ТПУ, 1999. – 142 с.
18. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергия, 1973. – 584 с.
19. Мукосеев Ю.Л. Применение сдвоенных реакторов для стабилизации напряжения в сетях предприятий // «Электричество». – 1965. –

№ 4. – с.48–49.

20. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций. – М.: Энергия, 1977. – 520 с.
21. Обухов С.Г. Исследование переходного процесса пуска и самозапуска асинхронных двигателей. – Томск: Изд. ТПУ, 2000. – 30 с.
22. Ольховский В.Я. Качество электроэнергии и надежность электроснабжения промышленных предприятий. – Новосибирск: Изд. НЭТИ, 1985. – 120 с.
23. Пособие по курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей / Под ред. В.М. Блока. – М.: Высш. шк., 1990. – 382 с.
24. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.
25. Руденко В.Р. и др. Основы преобразовательной техники. – М.: Высш. шк., 1980. – 424 с.
26. Справочник по проектированию электропривода, силовых и осветительных установок / Под ред. Я.М. Большама и др. – М.: Энергия, 1974. – 727 с.
27. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий / Под ред. А.А. Федорова, Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 574 с.
28. Справочник по электрическим машинам: В 2-х т. / Под ред. А.М. Копылова. – М.: Энергия, 1989. – 350 с.
29. Справочник по проектированию промышленных электрических сетей / Под ред. В.И. Круповича. – М.: Энергия, 1979. – 327 с.
30. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.
31. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1979. – 410 с.
32. Федоров А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Госэнергоиздат, 1961. – 744 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
1. ПОДСТАНЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ. СХЕМЫ И КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ.....	4
1.1. Классификация подстанций промышленных предприятий	4
1.2. Схемы и конструктивное исполнение главных пони- зительных подстанций.....	5
1.3. Глубокие вводы.....	14
2. ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЙ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ И ВНУТ- РИЗАВОДСКОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ.....	19
2.1. Выбор напряжений питающих линий промышленного предприятия и схем присоединения.....	21
2.2. Внутривоздушное электроснабжение промышленных пред- приятий.....	27
2.3. Выбор мощности силовых трансформаторов приемных подстанций предприятия. Режимы работы трансформато- ров.....	35
2.4. Расчет сетей напряжением выше 1 кВ.....	42
3. ПУСК И САМОЗАПУСК ТРЕХФАЗНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГА- ТЕЛЕЙ.....	45
3.1 Основные положения.....	45
3.2 Выбег электродвигателей.....	48
3.3 Разгон электродвигателей.....	49
3.4 Уровни напряжения и избыточные моменты при самозапуске.....	55
3.5 Длительность самозапуска и нагрев обмоток двигателей....	57
3.6 Токи включения при самозапуске двигателей.....	59
3.7 Ресинхронизация СД и проверка ее успешности.....	60
3.8 Самозапуск асинхронных ЭД при питании их от системы бесконечной мощности, подключенных через трансформа- торы или реакторы.....	61
3.9 Самозапуск асинхронных ЭД при питании их от генерато- ров электростанций промышленных предприятий.....	67
3.10. Самозапуск синхронных двигателей.....	69
3.11. Условия обеспечения самозапуска двигателей.....	71
4. СПОСОБЫ И СРЕДСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕ- НИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	74
4.1. Основные положения.....	74
4.2. Способы и средства регулирования напряжения.....	74
4.3. Комплексное решение вопросов регулирования и компенсации реактивных нагрузок.....	91

5. РЕЖИМЫ НЕЙТРАЛЕЙ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	92
5.1. Основные положения.....	92
5.2. Выбор режима работы нейтрали в установках выше 1 кВ...	92
5.3. Выбор режима работы нейтрали в установках до 1 кВ.....	100
6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	104
6.1. Общие положения.....	104
6.2. Методика определения технико-экономической эффективности капитальных вложений.....	104
6.3. Стоимость потерь электроэнергии в элементах системы ЭСПП.....	106
6.4. Техничко-экономическое сравнение вариантов по выбору напряжения питающей линии и линий распределительной сети предприятия.....	109
6.5. Ущерб	110
7. КОРОТКИЕ ЗАМЫКАНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ.....	113
7.1. Основные понятия и соотношения.....	113
7.2. Способы расчета токов короткого замыкания.....	118
7.3. Ограничение токов короткого замыкания.....	132
8. ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ АППАРАТОВ И ТОКОВЕДУЩИХ УСТРОЙСТВ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ.....	133
8.1. Выбор аппаратов по номинальным параметрам.....	133
8.2. Выбор высоковольтных выключателей (ячеек).....	134
8.3. Выбор разъединителей, отделителей, короткозамыкателей	137
8.4. Выбор выключателей нагрузки и предохранителей.....	138
8.5. Выбор реакторов.....	140
8.6. Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения.....	143
8.7. Проверка токоведущих устройств на термическую и динамическую стойкость.....	146
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	149
ЛИТЕРАТУРА.....	176
ОГЛАВЛЕНИЕ	178

Михаил Алексеевич Мельников

ВНУТРИЗАВОДСКОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Учебное пособие

Редакторы Р.Д. Игнатова
О.Н. Свинцова

Подписано к печати 30.11.2004 г.
Формат 60х84/16. Бумага офсетная.
Печать R150. Усл. печ. л. . Уч. –изд. л.
Тираж 200 экз. Заказ . Цена свободная.
Издательство ТПУ. 634050, Томск, пр. Ленина, 30.