

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

КНИГА III



Учебное пособие

Под редакцией

П.А. Бутырина, Р.Х. Гафиятуллина, А.Л. Шестакова

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

КНИГА III

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

* *

Учебное пособие

Под редакцией П.А. Бутырина, Р.Х. Гафиятуллина, А.Л. Шестакова

Челябинск
2005

Авторы книги:

Н.Ф. Ильинский, д-р техн. наук, проф., заслуженный деятель науки и техники РФ, лауреат государственной премии СССР, академик РАН (гл. 33 – 37);

Ю.С. Усынин, д-р техн. наук, проф., заслуженный работник высшей школы РФ (гл. 38 – 41);

О.И. Осипов, д-р техн. наук, проф. (гл. 42 – 45);

Р.З. Хусаинов, канд. техн. наук, доц. (гл. 46 – 48);

Г.С. Валеев, канд. техн. наук, доц. (гл. 49 – 53);

М.А. Калугина, канд. техн. наук, доц. (п.51.2, 51.7, 51.8);

Т.Б. Лещинская, д-р техн. наук, проф. (п.51.8);

Электротехника: Учебное пособие для вузов. – В 3-х книгах. Книга III. **Электроснабжение**/ Под ред. П.А. Бутырина, Р.Х. Гафиятуллина, А.Л. Шестакова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. – 639 с.

Данное учебное пособие рассматривает основные понятия систем электро-снабжения (СЭС) предназначенных для передачи, приема и распределения электроэнергии. Они состоят из подстанций, электрических сетей и местных источников электроэнергии. Систему электроснабжения современного среднего и крупного предприятия можно рассматривать как сложную систему, состоящую из подсистем внешнего, внутризаводского и внутрицехового электроснабжений.

Пособие предназначено студентам вузов, может быть полезно специалистам занятым в сфере эксплуатации и обслуживания электроустановок.

СОДЕРЖАНИЕ

раздела XI – ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Глава 49. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

49.1. Современное состояние энергетики и проблемы в области электроснабжения	430
49.2. Основные понятия и определения	432
49.3. Основные требования, предъявляемые к системам электроснабжения и факторы, влияющие на их формирование.....	434
49.4. Технические показатели приёмников электрической энергии.....	437
49.5. Основные источники питания и их краткая характеристика.....	440

Глава 50. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

50.1. Роль электрических нагрузок в системах электроснабжения.....	443
50.2. Графики электрических нагрузок.....	443
50.3. Основные физические величины, характеризующие электроприёмники и их графики нагрузок.....	446
50.4. Методы расчёта электрических нагрузок.....	456

Глава 51. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

51.1. Основные принципы построения электрических сетей и типовые схемы.....	467
51.2. Конструктивное выполнение электрических сетей.....	479
51.3. Схемы замещения элементов сетей и определение их параметров....	491
51.4. Расчёты режимных параметров сетей.....	497
51.5. Выбор элементов сетей.....	513
51.6. Режимы нейтрали электрических сетей.....	526
51.7. Электрические аппараты.....	540
51.8. Защита сетей от перенапряжений и перегрузок по току.....	544

Глава 52. КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

52.1. Проблема и современное состояние качества электрической энергии в системах электроснабжения.....	551
52.2. Показатели качества электроэнергии.....	553
52.3. Пути улучшения показателей качества электроэнергии.....	579

Глава 53. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

53.1. Реактивная мощность и её компенсация.....	586
53.2. Потребители реактивной мощности.....	591
53.3. Источники реактивной мощности.....	596
53.4. Расчёты по компенсации реактивной мощности.....	604

Раздел XI

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Глава 49

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

49.1. Современное состояние энергетики и проблемы в области электроснабжения

Народное хозяйство развитых стран, в том числе и России, характеризуется большим энерго- и электропотреблением, превышающим в 3–5 раз средние показатели по мировому сообществу в целом. Поскольку с уровнем потребления энергетических ресурсов корреляционно связаны комфортность жизни и величина валового национального продукта, то стремление многих стран к увеличению энергопотребления является объективным фактором.

Доведение энерго- и электропотребления мирового сообщества в целом до уровня, например, США (≈ 11 МВт·ч/чел) потребовало бы увеличения мощности источников приблизительно в 5 раз, что при использовании традиционных источников энергии (угля, нефти, газа) практически не реально из-за ограниченности таких энергоресурсов, а также по экологическим соображениям. Так, по данным различных источников, разведанных запасов газа хватит на 120, нефти – на 150, угля – на 500 лет. При сжигании всех видов учитываемого топлива уже в настоящее время в атмосферу Земли ежегодно выбрасывается огромное количество углекислого газа CO_2 (приблизительно 2×10^9 т). Вследствие этого только в период с 1900 по 1985 гг. относительное содержание углекислого газа в атмосфере увеличилось в 1,25 раза. Дальнейшее увеличение содержания этого газа нежелательно с точки зрения сохранения энергодбаланса и климата Земли.

Следует отметить, что при горении топлива кроме CO_2 в атмосферу выбрасываются и другие вещества, из которых наибольшую опасность представляют диоксид серы SO_2 и оксиды азота, вызы-

вающие выпадение кислотных дождей, окисление и постепенное вымирание водоемов и лесов.

Учитывая сказанное, нетрудно предположить, что развитие энергетики должно идти в направлении поиска нетрадиционных источников энергии, а народное хозяйство – поиска и применения энергосберегающих технологий. Здесь у мирового сообщества имеется огромный резерв, в том числе и у России.

Российская энергосистема включает в себя различные типы электростанций. В таблице приведены основные сведения о наиболее крупных из них, заимствованные из обзора: «Энергетическая политика Российской Федерации», выполненного Международным Энергетическим Агентством по результатам обследования состояния энергетики Российской Федерации и опубликованного в 1995 году.

Таблица

Основные сведения о наиболее крупных электростанциях
Российской Федерации

Тип станции	ТЭС	ГЭС	АЭС
Количество	600	>100	9
Установленная мощность, %	68	22	10

Примечания: ТЭС – тепловые электростанции; ГЭС – гидроэлектростанции; АЭС – атомные электростанции.

Установленная мощность всех учтенных в таблице электростанций составляет 205 ГВт, часть из которых подлежит демонтажу. Установленная мощность отдельных электростанций достигает 4,0 ГВт на АЭС, 4,8 ГВт на ТЭС и 6,4 ГВт на ГЭС.

Суммарная протяженность линий электропередач всех классов напряжений энергосистемы России составляет более 2,5 млн км.

Определенный интерес представляет и структура распределения используемых на электрических станциях энергоресурсов в процентах от общего их объема потребления, а также произведенной электроэнергии по отдельным отраслям народного хозяйства.

По данным Департамента Госэнергонадзора и энергосбережения Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации энергоресурсы распределяются в следующем соотношении: природный газ – 42 % от общего объема потребления энергоресурсов на электростанциях, уголь – 18 %, ядерное топливо – 13 %, гидроресурсы – 19 %, прочие – 8 %.

Произведенная электроэнергия распределяется по отраслям в следующем соотношении: промышленность – 58 % от общего объема потребления, транспорт – 9,9 %, сфера услуг – 11,8 %, жилищный сектор – 11,5 %, сельское хозяйство – 8,8 %. Таким образом, большая часть произведенной электроэнергии потребляется в промышленности. Аналогичный показатель, например в США, составляет всего 40 %.

По экспертным оценкам потребление электроэнергии в России к 2010 году должно возрасти до 1200 млрд кВт·ч.

В области электроснабжения промышленных предприятий и других объектов имеют место свои специфические проблемы, к которым можно отнести следующие:

1. Обеспечение требуемой надежности электроснабжения и надлежащего качества электроэнергии при минимальных затратах.
2. Создание рациональных и достаточно гибких в эксплуатации схем, позволяющих обеспечивать оптимальные режимы электропотребления в нормальных условиях и близкие к ним в послеаварийных.
3. Повсеместное внедрение автоматизированных систем контроля и учета электропотребления (АСКУЭ).
4. Автоматизация управления системами электроснабжения.
5. Создание и применение систем автоматизированного проектирования (САПР) и др.

49.2. Основные понятия и определения

Под *электроснабжением* согласно ГОСТ 19431-84 «Энергетика и электрификация. Термины и определения» понимается – обеспечение потребителей электрической энергией. Под *потребителями* подразумеваются предприятия, организации и т.д., электроприемники которых присоединены к электрическим сетям и используют электрическую энергию (ЭЭ). *Приемниками электрической энергии* (ЭП) принято считать устройства, в которых происходит преобразование электрической энергии в другие виды энергии (механическую, тепловую, лучистую, химическую и т.д.).

Все множество электроприемников предприятий и организаций по своему функциональному назначению принято делить на четыре группы:

- электропривод;

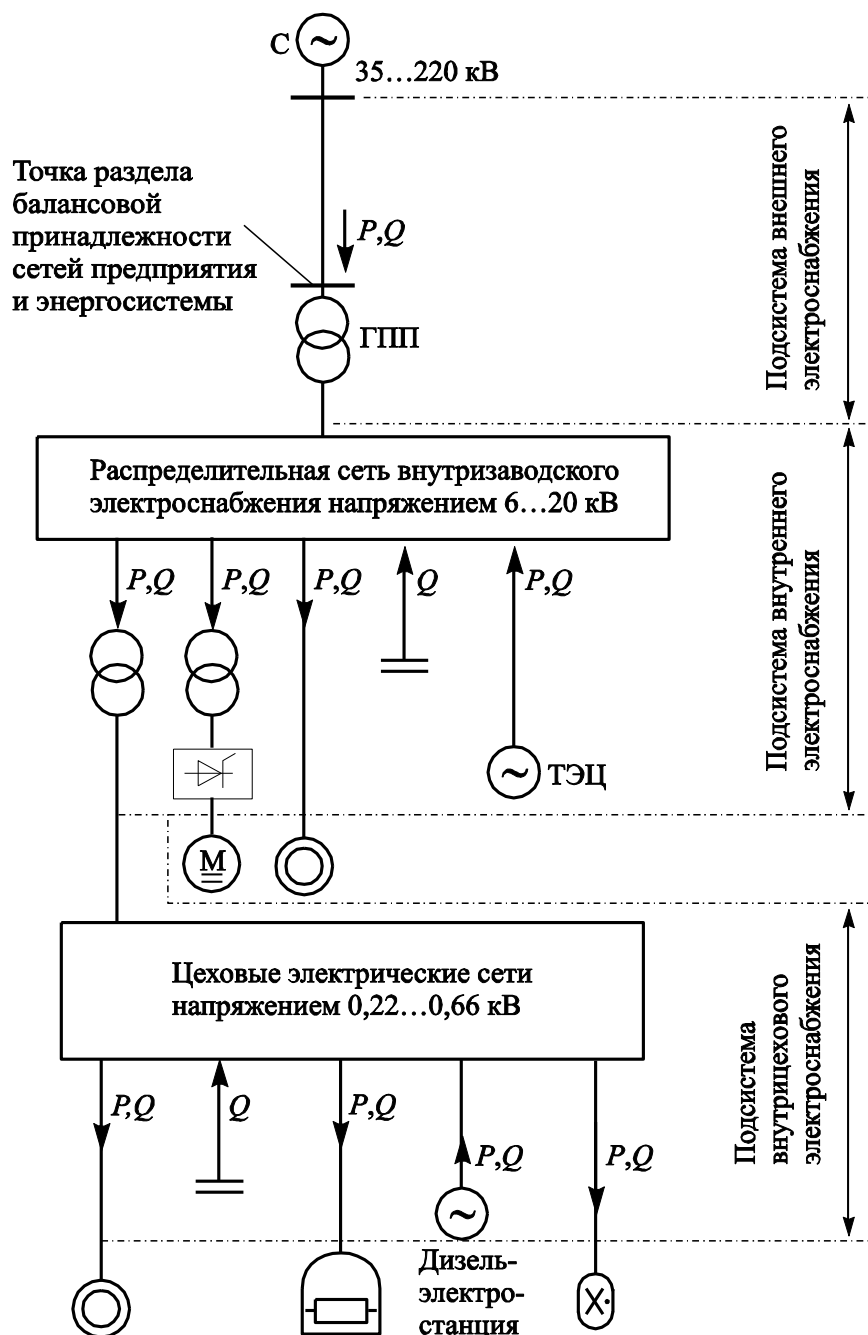


Рис. 49.1. Принципиальная структура системы электроснабжения предприятия

- электротехнологические установки;
- электрическое освещение;
- устройства управления и обработки информации.

Первые две группы принято называть *силовыми электроприемниками*.

В зависимости от профиля деятельности предприятия доля участия указанных групп в общем балансе электропотребления предприятия не одинакова и колеблется в широких пределах. Так,

на машиностроительных предприятиях основными ЭП являются электроприводы различных механизмов, а в электрометаллургии – электротехнологические установки. Последняя группа ЭП, с точки зрения электропотребления, ничтожна по сравнению с тремя первыми. Выделение их в отдельную группу объясняется особыми требованиями к их системам электроснабжения в части обеспечения надежности электроснабжения и качества электроэнергии.

Системы электроснабжения (СЭС) предназначены для передачи, приема и распределения электроэнергии. Они состоят из подстанций, электрических сетей и местных источников электроэнергии. Систему электроснабжения современного среднего и крупного предприятия можно рассматривать как сложную систему, состоящую из подсистем внешнего, внутризаводского и внутрицехового электроснабжений. На рис. 49.1 показана примерная структурная схема СЭС промышленного предприятия.

Отметим, что часть системы внешнего электроснабжения, расположенная между источником и главной понизительной подстанцией (ГПП), как правило, находится на балансе энергосистемы.

Чаще всего СЭС являются централизованными и значительно реже – автономными. Первые из них подключаются к электрическим сетям энергоснабжающих организаций, а вторые питаются только от внутренних источников. К автономным системам относятся, например, СЭС объектов, расположенных в труднодоступных районах, воздушных и водных судов, а также автотранспорта.

Систему электроснабжения предприятия вместе с его электроприемниками принято называть *электрохозяйством* предприятия.

49.3. Основные требования, предъявляемые к системам электроснабжения, и факторы, влияющие на их формирование

Системы электроснабжения, как и любые другие сложные системы и объекты, должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям. Они должны:

- а) обладать минимальными затратами при обеспечении всех заданных технических показателей;
- б) обеспечивать требуемую надежность;
- в) быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании;
- г) обеспечивать надлежащее качество электроэнергии;
- д) обладать гибкостью, обеспечивающей оптимальные режимы эксплуатации;

е) позволять осуществление реконструкции без существенного удорожания первоначального варианта.

При построении СЭС необходимо учитывать большое число различных факторов. К ним относятся:

- а) потребляемая мощность;
- б) категория надежности питания;
- в) характер графиков нагрузок потребителей;
- г) размещение электрических нагрузок на плане, т.е. по территории предприятия;
- д) условия окружающей среды (помещений, грунта, воздуха);
- е) напряжение и другие характеристики электроприемников;
- ж) местоположение и параметры источников питания;
- з) требования энергоснабжающей организации;
- и) перспективный план развития электрификации района;
- к) возможность кооперирования с другими предприятиями;
- л) наземные и подземные коммуникации;
- м) другие факторы (перегрузочная способность оборудования, возможность роста нагрузок и т.д.).

Каждый из перечисленных требований и факторов оказывает определенное влияние на формирование СЭС.

На выбор структуры СЭС и степень резервирования в ней определяющее влияние оказывает требуемая степень надежности электроснабжения электроприемников, в связи с чем Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) все электроприемники разделяются на три категории:

К электроприемникам I-й категории относятся электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Удельный вес нагрузок потребителей I-й категории в большинстве отраслей не очень велик, за исключением химической и металлургической промышленности. Так, на нефтехимических заводах и заводах синтетического каучука они могут составлять 75–80 % от полной расчетной нагрузки предприятия, на металлургических заводах – 25–40 %, на машиностроительных заводах нагрузка I-й категории, как правило, невелика.

Из состава ЭП I-й категории принято выделять **особую группу**, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. К особой группе ЭП могут быть отнесены такие, как электродвигатели задвижек и запорной арматуры (например, нефте- и газопроводов), приводы вентиляторов, компрессоров, центробежных насосов, подъемных машин на подземных рудниках, обеспечивающих эвакуацию людей, а также аварийное освещение. Прекращение вентиляции в некоторых производствах может вызвать опасную концентрацию горючих или токсичных газов, останов насосов – пожар или взрыв и т.д.

К особой группе относятся также ЭП, перерыв питания которых может вызвать недопустимое для здоровья и жизни людей загрязнение окружающей среды.

Электроприемники I-й категории должны иметь питание от двух независимых и взаимно резервируемых источников. Перерыв электроснабжения ЭП I-й категории может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы ЭП I-й категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого источника, в качестве которого могут использоваться местные электростанции, специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т.п.

К *электроприемникам II-й категории* относятся ЭП, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, простоям работы, механизмов, транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Электроснабжение таких ЭП рекомендуется осуществлять от двух независимых и взаимно резервирующих друг друга источников питания.

Для ЭП II-й категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для ручного включения резерва дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой.

К *электроприемникам III-й категории* относят все ЭП, не подходящие под определения электроприемников I-й и II-й категорий. Питание их можно осуществлять от одного источника. Перерыв электроснабжения допустим не более чем на одни сутки.

Электроприемники II-й категории являются наиболее многочисленными практически во всех отраслях промышленности. Одни

из них предъявляют в отношении питания требования близкие тем, которые предъявляются электроприемниками I-й категории, а другие, наоборот, ближе к III-й категории. Поэтому к вопросам питания нагрузок этой категории следует относиться очень взвешенно, не допуская чрезмерного резервирования, полагаясь на технико-экономические расчеты с учетом ущерба, вызываемого нарушением нормального функционирования производства.

Обязательному резервированию питания подлежат ЭП II-й категории, бесперебойная работа которых необходима для функционирования основных производств.

49.4. Технические показатели приемников электрической энергии

Структура схем СЭС, а также типы применяемого в них электрооборудования во многом определяются техническими показателями ЭП и режимами их работы. Последние, как правило, определяются технологией производства. К техническим показателям, оказывающим существенное влияние на формирование СЭС, относятся следующие показатели:

1. Род тока. По роду тока различают ЭП переменного и постоянного тока. Преимущественное большинство ЭП промышленных предприятий и других объектов питаются переменным трехфазным током промышленной частоты. Постоянный ток находит применение в электроприводах, где требуется глубокое и плавное регулирование скорости (электрифицированный железнодорожный и городской транспорт, прокатные станы на металлургических предприятиях), и в электротехнологии (цветная металлургия).

В последнее время в классификацию ЭП по роду тока стали вводить и ЭП импульсного тока. К таким ЭП относятся, например, машины точечной и контактной сварки.

Электроприемники постоянного и импульсного тока, как правило, получают питание от индивидуальных или групповых преобразователей, которые, в свою очередь, получают питание от сети переменного тока. Поэтому преобразователи с их нагрузками принято рассматривать как ЭП переменного тока промышленной частоты.

2. Число фаз. Преимущественное большинство ЭП промышленных предприятий являются трехфазными. Значительно реже используются однофазные и двухфазные ЭП.

3. Номинальная (установленная) мощность – является одним из основных показателей ЭП. Номинальная мощность ЭП – мощность, обозначенная на заводской табличке, паспорте, на колбе или цоколе источника света. Под номинальной мощностью $P_{\text{ном}}$ электродвигателя понимают мощность, развиваемую им на валу при номинальном напряжении, а для других ЭП – потребляемую ими из сети мощность также при номинальном напряжении. Номинальные мощности отдельных ЭП промышленных предприятий находятся в пределах от долей киловатт до десятков мегаватт. Единичными мощностями ЭП определяются уровни напряжений в СЭС.

4. Номинальное напряжение. Номинальные напряжения электроприемников определяют напряжения питающей сети, выходное напряжение индивидуальных преобразователей или других источников питания. На промышленных предприятиях применяют ЭП переменного тока с номинальными напряжениями от 6 В до 110 кВ и постоянного тока – от 6 В до 3,3 кВ. Отметим, что напряжения выше 1 кВ на постоянном токе используются на железнодорожном транспорте.

5. Частота переменного тока. По частоте переменного тока, на которой работают электроприемники, различают ЭП промышленной, повышенной и пониженной частоты. На предприятиях встречаются ЭП, работающие на частотах от 1 Гц до 100 МГц. Стандартной промышленной частотой в России, странах ближнего зарубежья и Европы, а также во многих странах других континентов является частота 50 Гц; во всех других – 60 Гц. В экономическом плане частота 60 Гц выгоднее, чем 50 Гц, т.к. оборудование, работающее на этой частоте, имеет меньшую массу и габариты.

Пониженные частоты от 0,5 до 1,5 Гц применяются для электромагнитного перемешивания стали в электропечах; 2...5 Гц – для питания контактной электросварки; 10...40 Гц – на прокатных станах. Повышенные частоты: 200 Гц – для питания электроинструмента; 400 Гц – для питания приводов деревообрабатывающих станков; 0,5...400 кГц – для индукционного прогрева металлов; 0,1...100 МГц – для диэлектрического нагрева неметаллических материалов.

Непромышленную частоту получают с помощью преобразователей частоты, которые в комплекте с ЭП постоянного тока можно рассматривать как ЭП промышленной частоты.

6. Потребление реактивной мощности. Этот параметр принято указывать в виде коэффициента мощности $\cos\varphi = P/S$ или коэффици-

ента реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi = Q/P$, где P , Q и S – соответственно активная, реактивная и полная мощности. Отметим, что при расчетах в СЭС, как правило, используются усредненные значения $\cos \varphi$ и $\operatorname{tg} \varphi$ за некоторый промежуток времени t . При этом $P = W_a/t$, $Q = W_p/t$, где W_a и W_p – соответственно активная и реактивная энергии, потребленные электроприемником за время t . На промышленных предприятиях используются ЭП, имеющие значения $\cos \varphi$ от 0,25...0,3 до 1.

7. Режим работы. По режиму работы различают ЭП длительного, кратковременного и повторно-кратковременного включения. При длительной работе с постоянной нагрузкой температура ЭП практически достигает установившегося значения за время, равное трем постоянным времени нагрева. При кратковременном включении ЭП практически не успевает нагреться до установившейся температуры. После отключения его температура снижается до температуры окружающей среды. При повторно-кратковременной работе нагрев электроприемника чередуется с его охлаждением, но температуры отдельных частей при этом могут кратковременно превышать допустимые значения.

Повторно-кратковременный режим характеризуется продолжительностью включения

$$\text{ПВ} = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{в}} + t_{\text{о}}} 100 \% = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{ц}}} 100 \%,$$

где $t_{\text{в}}$ – длительность включенного состояния; $t_{\text{о}}$ – длительность отключенного состояния; $t_{\text{ц}}$ – длительность одного цикла.

8. Кратность пускового тока. Пусковые токи и их длительность необходимо знать для правильного выбора токоведущих элементов СЭС, расчета провалов и колебаний напряжения, а также отстройки токовых защит. Кратности пусковых токов электроприемников, представляющие собой отношение максимального тока, возникающего при их пуске, к номинальному току, находятся в пределах от 1,5 до 7 и более.

9. Степень бесперебойности электроснабжения. По этому показателю, как было изложено выше, все ЭП делятся на три категории – I, II и III.

10. Подвижность. По подвижности различают стационарные и нестационарные (подвижные, переносные и др.) электроприемники. Первые из них питаются от стационарных сетей, вторые требуют применения гибких элементов, контактных сетей (троллей), устройств временного присоединения и т.д.

11. Линейность вольт-амперных характеристик. Линейность вольт-амперных характеристик (ВАХ) ЭП является одним из главных условий обеспечения синусоидальности токов и напряжений в сети. Однако многие из ЭП не обладают этим свойством, вследствие чего они являются источниками высших гармоник. К таким ЭП относятся: полупроводниковые преобразователи, газоразрядные лампы, дуговые электрические печи, сварочные установки и др.

12. Графики нагрузок. В соответствии с ГОСТ на термины и определения электрической нагрузкой называется мощность, потребляемая электроустановкой в конкретный момент времени, а зависимость мощности от времени принято называть графиком нагрузки. График нагрузки приемника является основным показателем, по которому его следует классифицировать.

Режимы работы ЭП предприятий весьма разнообразны. Среди них имеются ЭП с резкопеременным, импульсным, несинусоидальным и несимметричным характером нагрузки. Все это оказывает влияние на качество напряжения в СЭС и, как следствие, ухудшает условия работы других ЭП, а также зачастую вызывает необходимость установки специальных технических устройств. Последние усложняют структуру СЭС и ее эксплуатацию.

13. Требования к качеству напряжения питающей сети.

Практически все ЭП предъявляют определенные требования к качеству напряжения питающей сети, одни более жесткие (радиоэлектронная аппаратура, ЭВМ, осветительные электроприемники), другие – менее жесткие. Эти требования приводятся в ГОСТе на качество электрической энергии, в ПУЭ и других нормативных документах. Обеспечение требуемого качества напряжения для всех ЭП предприятия является одной из сложных задач, которые приходится решать при проектировании и эксплуатации СЭС.

49.5. Основные источники питания и их краткая характеристика

Потребности в электроэнергии как в промышленности, так и в быту покрываются в основном за счет энергии, вырабатываемой на электростанциях.

Большую часть электроэнергии как в России, так и в мировой энергетике вырабатывают тепловые, атомные и гидравлические электростанции. Поэтому дадим краткую характеристику только этим источникам питания.

Тепловые конденсационные электростанции (КЭС) строят по возможности ближе к местам добычи топлива и удобным для водоснабжения. Их выполняют из ряда блочных агрегатов (котел – турбогенератор – повышающий трансформатор) мощностью от 200 до 1200 МВт, выдающих выработанную энергию в сети 110...750 кВ. Особенность агрегатов КЭС заключается в том, что они недостаточно маневренны, так как подготовка их к пуску, разворот, синхронизация и набор нагрузки требует времени от 3 до 6 ч. Поэтому для КЭС предпочтительным является режим работы с равномерной нагрузкой в пределах от номинальной до нагрузки, соответствующей техническому минимуму, определяемому видом топлива и конструкцией агрегата. Коэффициент полезного действия КЭС не превышает 32–40 %. Они существенно влияют на окружающую среду – загрязняют атмосферу, изменяют тепловой режим источников водоснабжения.

Теплофикационные электростанции (ТЭЦ) строят вблизи потребителей тепла, при этом используется обычно привозное топливо. Работают эти электростанции наиболее экономично (КПД достигает 60–70 %) при нагрузке, соответствующей тепловому потреблению и минимальному пропуску пара в часть низкого давления турбин и в конденсаторы. Единичная мощность агрегатов составляет 30...250 и более МВт. Станции с агрегатами 100...250 МВт выполняют блочного типа с выдачей мощности в сети повышенного напряжения. Теплофикационные электростанции, как и КЭС, существенно влияют на окружающую среду.

Атомные электростанции (АЭС) могут быть сооружены в любом географическом районе не подверженном землетрясениям, в том числе и труднодоступном, но при наличии источника водоснабжения. Количество (по массе) потребляемого топлива (уранового концентрата) незначительно, что облегчает требования к транспортным связям. АЭС состоят из ряда агрегатов блочного типа, выдающих энергию в сети повышенного напряжения. Агрегаты АЭС, в особенности на быстрых нейтронах, не маневренны, так же как агрегаты КЭС. По условиям работы и регулирования, а также по технико-экономическим соображениям предпочтительным является режим с относительно равномерной нагрузкой. АЭС предъявляют повышенные требования к надежности работы оборудования. Коэффициент полезного действия составляет 35–38 %. АЭС практически не загрязняют атмосферу. Выбросы радиоактивных

газов и аэрозолей незначительны, что позволяет сооружать АЭС вблизи городов и центров нагрузки. Трудной проблемой является захоронение или восстановление отработанных элементов.

Гидроэлектростанции (ГЭС) могут быть сооружены там, где имеются гидроресурсы и условия для строительства, что часто не совпадает с расположением потребителей электроэнергии. При сооружении ГЭС обычно преследуют решение комплекса задач, а именно: выработки электроэнергии, улучшения условий судоходства, орошения. Единичная мощность гидроагрегатов достигла 640 МВт. Электрическую часть выполняют по блочным схемам генераторы-трансформаторы с выдачей мощности в сети повышенного напряжения. Гидроагрегаты высокоманевренны: разворот, синхронизация с сетью и набор нагрузки происходит в течение 1–5 мин. При наличии водохранилищ ГЭС может быть использована для работы в пиковой части суточного графика системы с частыми пусками и остановами агрегатов. Коэффициент полезного действия ГЭС составляет 85–87 %.

Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) предназначены для выравнивания суточного графика энергосистемы. В часы минимальной нагрузки они увеличивают ее, работая в насосном режиме (перекачивают воду из нижнего водоема в верхнее водохранилище, запасая тем самым энергию); в часы максимальной нагрузки системы агрегаты ГАЭС работают в генераторном режиме, принимая на себя пиковую часть нагрузки. ГАЭС сооружают в системах, где отсутствуют ГЭС или их мощность недостаточна для покрытия нагрузки в часы пик. Их выполняют из ряда блоков, выдающих энергию в сети повышенного напряжения и получающих ее из сети при работе в насосном режиме. Агрегаты ГАЭС обладают высокой маневренностью и могут быть быстро переведены из насосного режима в генераторный или в режим синхронного компенсатора. Коэффициент полезного действия ГАЭС 70–75 %. Они требуют незначительного количества обслуживающего персонала. Гидроаккумулирующие станции сооружают там, где имеются источники водоснабжения и местные геологические условия позволяют создать напорное водохранилище.

Глава 50

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

50.1. Роль электрических нагрузок в системах электроснабжения

Электрические нагрузки (ЭН) являются определяющим фактором как при проектировании СЭС, так и при ее эксплуатации. От правильности их оценки на стадии проектирования во многом зависят технико-экономические показатели (ТЭП) СЭС. Ошибка в сторону их завышения приводит к неоправданному увеличению капитальных вложений, а ошибка в сторону занижения – к увеличению эксплуатационных расходов. Поэтому рассматриваемый в данной главе вопрос является весьма важным.

Электрические нагрузки характеризуют режим потребления электроэнергии электроприемниками (ЭП), группой ЭП, цехом и предприятием в целом. На формирование электрических нагрузок оказывает большое число факторов, часть из которых носит вероятностный характер. Поэтому точная оценка ожидаемых электрических нагрузок практически невозможна. Наилучшие результаты при этом, очевидно, могут быть получены только методами расчета, основанными на применении теории вероятностей и математической статистики. Исходную информацию для реализации этих методов, как правило, получают из графиков нагрузок.

50.2. Графики электрических нагрузок

Наиболее полную информацию о режимах электропотребления ЭП несут в себе графики электрических нагрузок: $P = f(t)$, $Q = f(t)$, $I = f(t)$. Графики электрических нагрузок подразделяются на индивидуальные и групповые, а по продолжительности – на сменные, суточные и годовые.

Индивидуальные графики используются при определении параметров токоведущих элементов сетей, питающих отдельные крупные электроприемники (электрические печи, преобразовательные агрегаты главных приводов прокатных станов и т.п.). Кроме того, по ним определяются различные коэффициенты, характеризующие режим работы этих приемников и используемые при проектных и других расчетах. Эти коэффициенты и их физическая сущность будут рассмотрены ниже.

Групповые графики снимаются с целью определения показателей, характеризующих связи индивидуальных и групповых графиков, а также коэффициентов, используемых, например, при определении расчетных нагрузок узлов СЭС. Кроме того, групповые графики позволяют правильно выбрать питающие источники и рациональные схемы электроснабжения.

Сменные графики нагрузок, как правило, снимаются в наиболее загруженную смену (смену с наибольшим потреблением электроэнергии). По ним определяются различные интегральные коэффициенты, используемые при расчетах электрических нагрузок.

Годовые графики нагрузок формируют из суточных графиков, снятых за характерные сутки (летние, зимние, выходные и праздничные). Их, как правило, представляют в виде упорядоченного графика по продолжительности. Характерные графики нагрузок различных отраслей промышленности приводятся в справочной литературе. В качестве примера на рис. 50.1 представлены типовые графики активной нагрузки (суточный и годовой по продолжительности) станкостроительной промышленности.

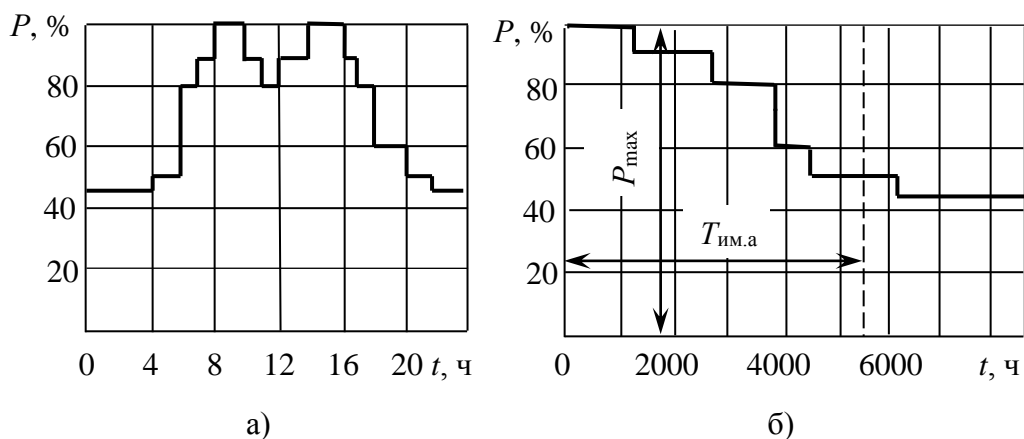


Рис. 50.1. Типовые графики активной нагрузки предприятия станкостроительной промышленности: а – суточный; б – упорядоченный годовой

По годовым графикам нагрузок находят такие параметры, как число часов использования максимума активной и реактивной нагрузки соответственно $T_{\text{им.а}}$ и $T_{\text{им.р}}$ и число часов максимальных потерь – τ , которые используются при технико-экономических расчетах.

Под числом часов использования максимума нагрузки понимается такое время, в течение которого при постоянной во времени мощности, равной максимальной, потребляется столько же энергии, сколько и при реальной изменяющейся во времени мощности за весь период наблюдений (как правило, за год).

В соответствие с приведенным определением число часов использования максимумов активной и реактивной нагрузок следует находить по формулам

$$T_{\text{им.а}} = \frac{1}{P_{\text{max}}} \int_0^T P(t) dt; \quad T_{\text{им.р}} = \frac{1}{Q_{\text{max}}} \int_0^T Q(t) dt,$$

где P_{max} и Q_{max} – максимальные значения активной и реактивной нагрузок, зафиксированных за период наблюдения T .

При ступенчатой форме графиков нагрузок определенный интеграл заменяется суммой. Тогда вышеприведенные выражения принимают вид

$$T_{\text{им.а}} = \frac{1}{P_{\text{max}}} \sum_{i=1}^n P_i \Delta t_i; \quad T_{\text{им.р}} = \frac{1}{Q_{\text{max}}} \sum_{i=1}^n Q_i \Delta t_i.$$

Под числом часов максимальных потерь τ понимается такое число часов, в течение которого при постоянной во времени мощности, равной максимальной, в элементах сети теряется такое же количество активной энергии, что и при реальной изменяющейся во времени мощности за весь период наблюдения. Согласно этому определению расчетное выражение для определения τ имеет вид

$$\tau = \frac{1}{I_{\text{max}}^2} \int_0^T I^2(t) dt.$$

Графики нагрузок снимают регистрирующими приборами и, чаще всего, по показаниям счетчиков электрической энергии за равные промежутки времени. В последнем случае они имеют ступенчатую форму, где мощность каждой ступени равняется ее среднему значению за соответствующий интервал времени.

50.3. Основные физические величины, характеризующие электроприемники и их графики нагрузок

При проектировании и эксплуатации СЭС в зависимости от решаемой задачи приходится оперировать разными мощностями для одного и того же ЭП (группы ЭП). Рассмотрим кратко эти мощности:

1. Номинальная мощность – мощность, обозначаемая на заводской табличке или паспорте, прилагаемом к электроприемнику.

Условимся сейчас и в дальнейшем все величины, относящиеся к одному ЭП, обозначать строчными буквами, а к группе – заглавными. Тогда номинальную активную мощность одного электроприемника будем обозначать как $p_{\text{ном}}$, а соответствующую ей реактивную – $q_{\text{нп}}$. Для группы электроприемников обозначения этих же мощностей будут иметь вид – $P_{\text{ном}}$ и $Q_{\text{ном}}$, причем

$$P_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n p_{\text{ном},i}; \quad Q_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n q_{\text{ном},i},$$

где n – число электроприемников в группе.

При расчетах, связанных с выбором токоведущих элементов как для отдельных электроприемников, работающих в повторно-кратковременном режиме, так и узлов, от которых они питаются, номинальные мощности электроприемников, должны быть приведены к длительному режиму по формулам

$$P_{\text{нп}} (\hat{I} = 100 \%) = P_{\text{нп}} \cdot \sqrt{\hat{I} \cdot \hat{A} \% / 100};$$

$$q_{\text{нп}} (\hat{I} = 100 \%) = P_{\text{нп}} \cdot \tan \varphi_{\text{нп}} \cdot \sqrt{\hat{I} \cdot \hat{A} \% / 100},$$

где $P_{\text{нп}}$ – номинальная мощность приемника, указанная в паспорте; \hat{I} – продолжительность включения; $\tan \varphi_{\text{пасп}}$ – паспортное значение коэффициента реактивной мощности.

Для сварочных машин и аппаратов

$$P_{\text{нп}} (\hat{I} = 100 \%) = S_{\text{нп}} \cos \varphi_{\text{нп}} \sqrt{\hat{I} \cdot \hat{A} \% / 100}.$$

2. Средняя мощность – постоянная во времени мощность, при которой в течение периода наблюдений T потребляется такое же количество электрической энергии, что и при реальной изменяющейся во времени нагрузке. В общем случае среднее значение активной и реактивной мощности одного электроприемника при непрерывном графике нагрузки

$$p_c = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt; \quad q_c = \frac{1}{T} \int_0^T q(t) dt.$$

При дискретном графике нагрузки

$$p_c = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n p_i \Delta t_i; \quad q_c = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n q_i \Delta t_i.$$

В зависимости от решаемой задачи период наблюдений может быть разным – от нескольких секунд до года. Как видно из вышеприведенных выражений, средняя мощность является интегральной величиной и поэтому обладает большой информативностью. Она широко используется в различных расчетах. Например, средние активная и реактивная мощности за наиболее загруженную смену $p_{см}$ и $q_{см}$ являются основными величинами в расчетах электрических нагрузок. Через среднюю мощность определяется ряд других важных показателей, характеризующих режимы работы электроприемников.

В условиях эксплуатации средние мощности могут быть найдены по показаниям счетчиков электрической энергии

$$p_c = W_a / T; \quad q_c = W_p / T,$$

где W_a и W_p – активная и реактивная энергии, потребленные электроприемниками за период наблюдения T .

Отметим, что аналогичные выражения используются и при определении средних мощностей для группы электроприемников в целом. Так, при непрерывных во времени графиках активной и реактивной нагрузок

$$P_c = \frac{1}{T} \int_0^T P(t) dt; \quad Q_c = \frac{1}{T} \int_0^T Q(t) dt.$$

При дискретных графиках

$$P_c = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n P_i \Delta t_i; \quad Q_c = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n Q_i \Delta t_i.$$

3. Среднеквадратичная мощность. Среднеквадратичные активная и реактивная мощности за любой рассматриваемый интервал времени T определяются по известным выражениям. Так, для одного электроприемника при непрерывных графиках нагрузок соответственно активной $p = f(t)$ и реактивной $q = f(t)$

$$p_{\text{н\acute{e}}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T p^2(t) dt}; \quad q_{\text{н\acute{e}}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T q^2(t) dt}.$$

При дискретном характере графиков указанных нагрузок эти выражения принимают следующий вид

$$p_{\text{н\acute{e}}} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n p_i^2 \Delta t_i}; \quad q_{\text{н\acute{e}}} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^n q_i^2 \Delta t_i}.$$

Полная среднеквадратичная мощность

$$s_{\text{ск}} = \sqrt{p_{\text{ск}}^2 + q_{\text{ск}}^2}.$$

Отметим, что средняя и среднеквадратичная мощности связаны между собой соотношением вида

$$p_{\text{ск}}^2 = p_{\text{с}}^2 + D[p],$$

где $D[p]$ – дисперсия активной мощности, представляющая собой меру рассеяния мощности относительно ее среднего значения.

Среднеквадратичные мощности используются при определении потерь мощности и электроэнергии, расчете электрических нагрузок и т.п.

4. Максимальные мощности. Максимальные значения активной $p_{\text{м}}$, $P_{\text{м}}$ и реактивной $q_{\text{м}}$, $Q_{\text{м}}$ мощности представляют собой наибольшие из соответствующих средних величин за некоторый промежуток времени T , причем интервал осреднения $T_{\text{оср}} \ll T$.

В зависимости от продолжительности различают два вида максимальных нагрузок (рис. 50.2):

а) максимальные кратковременные нагрузки ($T_{\text{оср}} = 1 \dots 2$ с), которые принято называть пиковыми и обозначать $p_{\text{пик}}$ и $q_{\text{пик}}$ ($P_{\text{пик}}$, $Q_{\text{пик}}$). Они используются при расчетах колебаний напряжения, выборе плавких вставок предохранителей и токовых уставок других защитных аппаратов;

б) максимальные длительные нагрузки ($T_{\text{оср}} = 5 \dots 30$ и более мин). Они используются при выборе элементов систем электроснабжения по нагреву, расчетах максимальных потерь мощности и уровней напряжения на зажимах

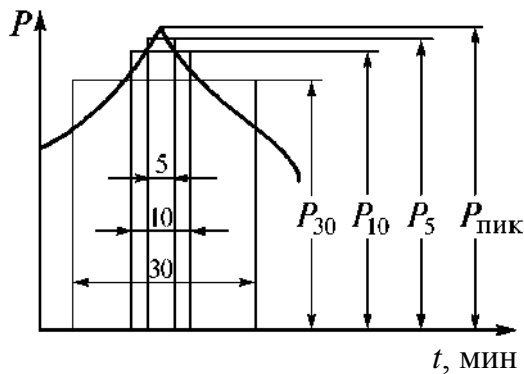


Рис. 50.2. Максимальные мощности различной длительности осреднения

электроприемников.

5. Расчетная мощность. Под расчетной мощностью P_p понимается такая постоянная во времени нагрузка элемента СЭС, которая эквивалентна реальной нагрузке $P = f(t)$ по наиболее тяжелому из двух тепловых воздействий: максимальному перегреву элемента над температурой окружающей среды и тепловому износу изоляции.

Если расчетную мощность, определенную из условия максимального перегрева, обозначим через P_{p1} , а из условия теплового износа изоляции – P_{p2} , то в качестве расчетной мощности принимается наибольшая из них, т.е. $P_p = \max(P_{p1}, P_{p2})$.

Как правило, оценить P_{p2} не удастся из-за отсутствия необходимой для этого исходной информации. Поэтому практически принимают $P_p = P_{p1}$.

Учитывая то, что как перегрев элемента, так и тепловой износ изоляции обусловлены потерями активной энергии, которые в свою очередь определяются среднеквадратичными мощностями, можно утверждать о том, что P_{p1} и P_{p2} представляют собой среднеквадратичные мощности, найденные на соответствующих интервалах осреднения.

Нагрев проводника является результатом воздействия на него нагрузки за некоторый период времени. При оценке максимального нагрева элемента СЭС принято пользоваться среднеквадратичной нагрузкой $I_{ск}$, определенной за период $T_{оср} \approx 3T_0$, где T_0 – постоянная времени нагрева элемента СЭС.

В течение сменного (суточного) графика нагрузки может быть несколько периодов повышения нагрузки (рис. 50.3). Поэтому для определения расчетной мощности (нагрузки) необходимо найти среднеквадратичные мощности (токи) за эти периоды и выбрать наибольшую из них. Однако нахождение среднеквадратичной нагрузки представляет собой сложную задачу. Поэтому Н.В. Копытовым еще в 30-х годах было предложено при определении расчетной мощности среднеквадратичную мощность заменять средней за тот же период осреднения. Это значительно проще, хотя при этом вносится небольшая по-

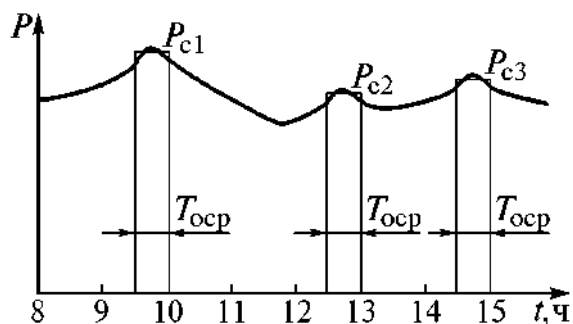


Рис. 50.3. График нагрузки наиболее загруженной смены

грешность. Таким образом, в качестве расчетной мощности принимается наибольшая из средних мощностей (за принятый интервал осреднения $T_{\text{оср}} = 3T_0$) в рассматриваемом промежутке времени. В приведенном на (рис. 50.3) случае в качестве расчетной нагрузки следует принимать P_{c1} .

Наконец отметим, что при проектировании СЭС принимают $T_{\text{оср}} = 30$ мин. Поэтому расчетную мощность, найденную при указанном времени осреднения, в проектной и эксплуатационной практике принято называть получасовым максимумом нагрузки. По нему выбирают все токоведущие элементы СЭС и аппаратура.

При расчетах электрических нагрузок используют различные коэффициенты, которые определяются из графиков нагрузок. Рассмотрим их, и дадим краткую характеристику.

• Коэффициент использования по активной мощности

Под коэффициентом использования по активной мощности понимается отношение средней мощности за наиболее загруженную смену (цикл) к номинальной. Так, для одного электроприемника

$$k_{\text{иа}} = \frac{P_c}{P_{\text{ном}}} = \frac{W_a}{P_{\text{ном}} T},$$

где T – рассматриваемый интервал времени, как правило, – одна смена или цикл.

Для группы электроприемников коэффициент использования определяется путем суммирования взвешенных значений коэффициентов использования всех электроприемников. При этом в качестве весовых коэффициентов γ_i принимаются отношения номинальных мощностей отдельных электроприемников к суммарной установленной мощности всей группы в целом

$$K_{\text{эа}} = \sum_{i=1}^n k_{\text{эа}i} \gamma_i = \sum_{i=1}^n k_{\text{эа}i} \frac{P_{\text{н}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{н}i}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{эа}i} P_{\text{н}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{н}i}}.$$

Аналогично могут быть определены и коэффициенты использования по реактивной мощности.

Коэффициент использования характеризует эффективность использования установленной мощности электроприемников за наиболее загруженную смену. Он является относительно стабильной величиной для характерных групп электроприемников, рабо-

тающих на предприятиях одного профиля, например, машиностроительных. Численные значения $k_{\text{на}}$ приводятся в справочной литературе.

- **Коэффициент включения**

Коэффициент включения характеризует степень использования электроприемников во времени, и представляет собой отношение времени включения ко времени цикла

$$k_{\text{в}} = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{ц}}} = \frac{t_{\text{раб}} + t_{\text{хх}}}{t_{\text{раб}} + t_{\text{хх}} + t_{\text{пауз}}},$$

где $t_{\text{раб}}$, $t_{\text{хх}}$, $t_{\text{пауз}}$ — продолжительности работы под нагрузкой, холостого хода и паузы между включениями.

Для группы электроприемников в целом коэффициент включения определяется путем суммирования взвешенных значений коэффициентов включения отдельно взятых электроприемников группы

$$K_{\text{в}} = \sum_{i=1}^n k_{\text{в}i} \gamma_i = \sum_{i=1}^n k_{\text{в}i} \frac{P_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{в}i} P_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном}i}}.$$

Информация для определения $k_{\text{в}}$ берется из графиков электрических нагрузок, которые определяются технологией производства.

- **Коэффициент загрузки по активной мощности**

Данный коэффициент характеризует степень использования установленной мощности электроприемников за рабочее время, и представляет собой отношение средней мощности за время включения $p_{\text{св}}$ в течение одного цикла к номинальной мощности. Согласно этому определению коэффициент загрузки по активной мощности для одного электроприемника

$$k_{\text{за}} = \frac{p_{\text{св}}}{P_{\text{ном}}} = \frac{1}{t_{\text{в}} P_{\text{ном}}} \int_0^{t_{\text{в}}} p(t) dt.$$

Умножим и разделим числитель этого выражения на время одного цикла $t_{\text{ц}}$ и заменим верхний предел интегрирования $t_{\text{в}}$ на $t_{\text{ц}}$. Такая замена допустима, так как в периоды пауз электроэнергия не потребляется и, следовательно, значение определенного интеграла не изменится. С учетом сказанного вышеприведенное выражение можно записать в виде

$$k_{\text{сз}} = \frac{\frac{1}{t_{\text{а}}} \frac{t_{\text{о}}}{t_{\text{о}}} \int_0^{t_{\text{о}}} p(t) dt}{P_{\text{нн}}} = \frac{\frac{1}{t_{\text{а}}} \frac{t_{\text{о}}}{t_{\text{о}}} \int_0^{t_{\text{о}}} p(t) dt}{P_{\text{нн}}} = \frac{t_{\text{о}}}{t_{\text{а}}} \frac{P_{\text{нн}}}{P_{\text{нн}}} = \frac{k_{\text{эа}}}{k_{\text{а}}}.$$

Для группы электроприемников коэффициент загрузки по активной мощности определяется по выражению

$$K_{\text{за}} = K_{\text{иа}} / K_{\text{в}}.$$

Аналогично можно найти коэффициенты загрузки по реактивной мощности. Значения коэффициентов загрузки, как правило, определяются по графикам нагрузок.

• Коэффициент формы графика нагрузки

Коэффициент формы характеризует неравномерность графика нагрузки в течение периода наблюдения и определяется отношением среднеквадратичной мощности к средней. В соответствие со сказанным выражения для определения коэффициентов формы графиков активной и реактивной нагрузок будут иметь вид

$$k_{\text{фа}} = \frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{с}}}, \quad K_{\text{фа}} = \frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{с}}}, \quad k_{\text{фр}} = \frac{q_{\text{ск}}}{q_{\text{с}}}, \quad K_{\text{фр}} = \frac{Q_{\text{ск}}}{Q_{\text{с}}}.$$

Для большинства предприятий с достаточно ритмичным процессом $K_{\text{фа}} = 1,05 \dots 1,15$. При $n \rightarrow \infty$ коэффициенты формы графиков как активных, так и реактивных нагрузок $K_{\text{ф}} \rightarrow 1$, что физически объясняется выравниванием графиков нагрузок при $n \rightarrow \infty$.

Коэффициенты формы графиков нагрузок используются при расчетах электрических нагрузок и потерь электрической энергии.

• Коэффициент спроса

Коэффициент спроса определяется отношением расчетной мощности к номинальной. В соответствие с этим коэффициенты спроса установленной мощности одного электроприемника и группы приемников в целом будут определяться соответственно по следующим выражениям

$$k_{\text{са}} = P_{\text{р}} / P_{\text{ном}}; \quad K_{\text{са}} = P_{\text{р}} / P_{\text{ном}}.$$

Из этих выражений следует, что коэффициент спроса характеризует степень использования установленной мощности электроприемника в период его наибольшей загрузки (за интервал осреднения, принятый при определении расчетной мощности).

Значения $k_{\text{са}}$ для отдельных групп электроприемников приводятся в справочной литературе.

- **Коэффициент одновременности максимумов нагрузок**

Коэффициент одновременности максимумов нагрузок представляет собой отношение расчетной мощности узла в целом $P_{p.уз}$ к сумме расчетных мощностей отдельных групп электроприемников, подключенных к данному узлу, и характеризует степень совпадения во времени максимумов активных нагрузок указанных групп

$$K_{ом} = \frac{P_{p.уз}}{\sum_{i=1}^m P_{pi}},$$

где P_{pi} – расчетная мощность i -й группы электроприемников; m – число групп электроприемников.

Величина этого коэффициента находится в пределах $0,7 \dots 1,0$, и зависит от значения группового коэффициента использования активной мощности $K_{иа}$ всех групп электроприемников, входящих в данный узел СЭС, а также их числа m . Указанная зависимость $K_{ом} = f(K_{иа}, m)$ представлена в табл. 50.1.

Таблица 50.1

Значения коэффициента одновременности максимумов нагрузки

Средневзвешенный коэффициент использования	Число графиков нагрузок, из которых формируется суммарный график нагрузки на сборных шинах 6, 10 кВ РП, ГПП			
	2–4	5–8	9–25	> 25
$K_{иа} < 0,3$	0,9	0,8	0,75	0,7
$0,3 \leq K_{иа} < 0,5$	0,95	0,9	0,85	0,8
$0,5 \leq K_{иа} \leq 0,8$	1,0	0,95	0,9	0,85
$K_{иа} > 0,8$	1,0	1,0	0,95	0,9

- **Коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности**

Данный коэффициент представляет собой отношение расчетной активной мощности рассматриваемого узла СЭС в целом $P_{p.уз}$ к сумме средних за наиболее загруженную смену активных мощностей отдельных электроприемников $p_{с.i}$, входящих в этот узел

$$K_{pa} = \frac{P_{p.уз}}{\sum_{i=1}^n p_{с.i}} = \frac{P_{p.уз}}{\sum_{i=1}^n p_{ном.i} k_{иа i}},$$

где n – число электроприемников; $p_{\text{ном},i}$, $k_{\text{иа } i}$ – номинальная активная мощность i -го электроприемника и коэффициент ее использования.

Численные значения коэффициентов расчетной нагрузки приводятся в функции значения группового коэффициента использования активной мощности электроприемников узла в целом $K_{\text{иа}}$, эффективного числа электроприемников $n_{\text{э}}$ и постоянной времени нагрева T_0 , т.е. $K_p = f(K_{\text{иа}}, n_{\text{э}}, T_0)$ (табл. 50.2 и 50.3). Отметим, что под эффективным числом электроприемников понимается такое число однородных по режиму работы и одинаковых по мощности электроприемников, которые дают такой же коэффициент формы графика, а следовательно, и расчетную мощность, что и реальное число различных по мощности и режиму работы электроприемников. Значение $n_{\text{э}}$ определяется по формуле

$$n_{\text{э}} = \frac{\left[\sum_{i=1}^n p_{\text{ном},i} \right]^2}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном},i}^2}. \quad (50.1)$$

Покажем, что вышеприведенное выражение для определения $n_{\text{э}}$ действительно отображает число электроприемников. Для этого предположим, что все электроприемники в группе имеют одинаковую мощность. Тогда, из-под знака суммы можно вынести номинальную мощность

$$\begin{aligned} \sum p_{\text{ном},i} &= np_{\text{ном}}; \\ \sum p_{\text{ном},i}^2 &= np_{\text{ном}}^2; \end{aligned} \quad n_{\text{э}} = \frac{(np_{\text{ном}})^2}{np_{\text{ном}}^2} = n.$$

Следует отметить, что $n_{\text{э}}$ всегда $\leq n$.

При $K_{\text{иа}} > 0,2$ для определения $n_{\text{э}}$ можно воспользоваться эмпирическим выражением

$$n_{\text{э}} \approx \left[2 \sum_{i=1}^n p_{\text{ном},i} \right] / p_{\text{ном},\text{max}},$$

где $p_{\text{ном},\text{max}}$ – номинальная мощность самого крупного электроприемника в рассматриваемой группе.

При незначительной разнице между номинальными мощностями отдельных электроприемников, питающихся от одного узла СЭС, это выражение может привести к результату, когда эффектив-

ное число электроприемников будет больше их реального числа n . В таких случаях следует принимать $n_э = n$.

Отметим, что в справочной и учебной литературе приводятся и другие инженерные методы определения эффективного числа электроприемников. Однако они в настоящее время широко не используются.

Таблица 50.2

Значения коэффициентов расчетной нагрузки $K_{ра}$
для питающих сетей напряжением до 1000 В

$n_э$	Коэффициент использования $K_{иа}$								
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8

1	8,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14	1,00
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1,00
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,00
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,00
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,00
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,14	1,13	1,06	1,01	1,00
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,10	1,04	1,00	1,00
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,00	1,00
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,00	1,00
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,00	1,00	1,00
11	2,11	1,61	1,35	1,1	1,06	1,04	1,00	1,00	1,00
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,00	1,00	1,00
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,00	1,00	1,00
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,00	1,00	1,00	1,00
15	1,89	1,46	1,25	1,03	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
17	1,81	1,41	1,21	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
18	1,78	1,39	1,19	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
19	1,75	1,36	1,17	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
20	1,72	1,35	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
21	1,69	1,33	1,15	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
22	1,67	1,31	1,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
23	1,64	1,30	1,12	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
24	1,62	1,28	1,11	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
25	1,60	1,27	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
30	1,51	1,21	1,05	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
35	1,44	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
40	1,4	1,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
45	1,35	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
50	1,3	1,07	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
60	1,25	1,03	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
70	1,20	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
80	1,16	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
90	1,13	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
100	1,10	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Таблица 50.3

Значения коэффициентов расчетной нагрузки $K_{ра}$
на шинах низкого напряжения цеховых трансформаторов
и для магистральных шинопроводов напряжением до 1 кВ

$n_э$	Коэффициент использования $K_{иа}$							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
1	6,00	5,33	4,00	2,67	2,00	1,60	1,33	1,14
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,00
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,00
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,00	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94	0,93
6–8	1,2	1,00	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9–10	1,1	0,97	0,91	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90
11–25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,90	0,90
25–50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,80	0,85	0,85
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,70	0,70	0,75	0,80	0,80

В отличие от коэффициента максимума активной мощности $K_{ма}$, который представляет собой отношение расчетной мощности к средней мощности узла в целом, рассматриваемый коэффициент $K_{ра}$ может быть как больше 1, так и меньше.

50.4. Методы расчета электрических нагрузок

В зависимости от вида решаемой задачи и имеющейся исходной информации для оценки ожидаемых электрических нагрузок используются различные инженерные методы расчета, которые можно разделить на следующие группы.

1. Методы, основанные на применении технологических данных (удельных норм расхода ЭЭ на единицу продукции и удельной нагрузки на одну квартиру или единицу площади, занимаемой производством, технологических графиков и т.д.).

2. Эмпирические методы, основанные на применении коэффициентов спроса активной мощности электроприемников $K_{са}$ и формы их графика нагрузки $K_{фа}$.

3. Методы, основанные на применении теории вероятностей и математической статистики (метод упорядоченных диаграмм, статистический метод и метод вероятностного моделирования графиков нагрузок).

4. Комплексный метод.

Рассмотрим некоторые из этих методов, и дадим им краткую характеристику.

50.4.1. Методы, основанные на применении технологических данных

Одним из таких методов является метод, основанный на применении удельных норм расхода электроэнергии на единицу продукции, согласно которому расчетная нагрузка определяется по следующему выражению

$$P_p = mW_{\text{уд}}/T,$$

где m – производительность; $W_{\text{уд}}$ – удельный расход электроэнергии на единицу продукции; T – период наблюдений.

Метод дает хорошие результаты при стабильном ритме производства и оценке нагрузки по предприятию в целом или по подразделениям, имеющим законченный цикл производства. Данный метод целесообразно использовать как поверочный, так как удельные расходы электроэнергии являются достаточно устойчивыми величинами.

Кроме рассмотренного метода в практике проектирования иногда используется метод удельной расчетной нагрузки на единицу производственной поверхности пола, согласно которому расчетная нагрузка определяется по выражению

$$P_p = p_{\text{р.уд}}F,$$

где $p_{\text{р.уд}}$ – удельная расчетная нагрузка, кВт/м²; F – площадь производственной поверхности пола, м².

Данный метод предложен профессором Ю.Л. Мукосеевым. Он может быть применен при оценке нагрузки в цехах предприятий с мелкостаночным оборудованием, относительно равномерно распределенным по производственной площади цеха. Этот метод не нашел широкого применения для оценки расчетных нагрузок от силовых электроприемников промышленных предприятий. Гораздо чаще он используется при расчете нагрузок от осветительных электроприемников, которые определяются по формуле

$$P_{\text{р.осв}} = p_{\text{уд.осв}} F K_{\text{с.осв}},$$

где $p_{\text{уд.осв}}$ – удельная установленная мощность осветительных электроприемников, приходящаяся на единицу освещаемой поверхности F , кВт/м²; $K_{\text{с.осв}}$ – коэффициент спроса осветительной нагрузки, значения которого приводятся в справочной литературе в зависимости от назначения освещения (общее, аварийное) и характера помещения.

Отметим также, что метод удельных расчетных нагрузок широко используется при проектировании СЭС объектов сельскохозяйственного и коммунально-бытового назначения.

50.4.2. Методы, основанные на применении коэффициентов спроса активной мощности электроприемников и формы графиков активной и реактивной нагрузок

Если для отдельных групп электроприемников, входящих в расчетный узел, известны значения коэффициентов спроса по активной мощности, то активная и реактивная составляющие расчетной мощности узла в целом могут быть определены по следующим выражениям

$$P_p = K_{\text{ом}} \sum_{j=1}^m K_{\text{са}j} P_{\text{ном}j}; \quad Q_p = K_{\text{ом}} \sum_{j=1}^m K_{\text{са}j} P_{\text{ном}j} \operatorname{tg} \varphi_j,$$

где $K_{\text{са}j}$ – коэффициент спроса активной мощности j -й группы электроприемников; $P_{\text{ном}j}$ – суммарная установленная мощность j -й группы электроприемников; $\operatorname{tg} \varphi_j$ – средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности j -й группы; $K_{\text{ом}}$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузок, обусловленный указанными группами электроприемников; m – число групп электроприемников.

Данный метод дает неплохие результаты при достаточно высоких значениях $K_{\text{са}}$.

Если для рассматриваемого узла СЭС известны значения коэффициентов формы графиков активной $K_{\text{фа}}$ и реактивной $K_{\text{фр}}$ мощности, то расчетные мощности могут быть найдены по следующим формулам

$$P_p = P_{\text{ск}} = K_{\text{фа}} P_c; \quad Q_p = Q_{\text{ск}} = K_{\text{фр}} Q_c;$$
$$S_p = \sqrt{K_{\text{фа}}^2 P_c^2 + K_{\text{фр}}^2 Q_c^2} = P_c \sqrt{K_{\text{фа}}^2 + K_{\text{фр}}^2 \operatorname{tg}^2 \varphi_c}.$$

Средние мощности P_c и Q_c могут быть определены любым известным методом, например, по $k_{\text{иа}}$ и $p_{\text{ном}}$. Данный метод целесообразно применять для определения расчетных нагрузок узлов СЭС с большим числом электроприемников, т.е. когда $K_{\text{фа}} = 1 \div 1,2$.

50.4.3. Усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм

В силу ограниченности объема данной работы из всех методов, основанных на применении теории вероятностей, рассмотрим только *метод упорядоченных диаграмм*, в основу которого положены установленные профессором Каяловым Г.М. приближенные аналитические зависимости групповых коэффициентов спроса активной и реактивной нагрузки от основных показателей режима

работы отдельных независимых электроприемников, таких как $k_{\text{в}}$, $k_{\text{иа}}$, $k_{\text{за}}$, и от эффективного числа $n_{\text{э}}$ электроприемников. При этом использованы упорядоченные диаграммы номинальных мощностей электроприемников и вышеуказанных показателей режима их работы, а также полученные на их основе кривые распределения значений групповой нагрузки. С этим связано и само наименование метода.

Подробное изложение вывода основных соотношений этого метода приведено в книге: «Электрические нагрузки промышленных предприятий/ С.Д. Волобринский, Г.М. Каялов, П.Н. Клейн, Б.С. Мешель. – М.–Л.: Энергия, 1964. – 304 с.». Учитывая громоздкость выводов и ограниченность объема данной работы, запишем лишь конечные выражения, которые вплоть до 90-х годов использовались для определения расчетных нагрузок

$$P_{\text{р}} = K_{\text{са}} P_{\text{ном}} = K_{\text{ма}} K_{\text{иа}} \sum_{i=1}^n p_{\text{ном.}i};$$

$$Q_{\text{р}} = K_{\text{ср}} Q_{\text{ном}} = K_{\text{мр}} K_{\text{ир}} \sum_{i=1}^n q_{\text{ном.}i}.$$

Здесь $K_{\text{ма}}$ и $K_{\text{мр}}$ – коэффициенты максимума активной и реактивной нагрузок, представляющие собой отношения соответствующих расчетных мощностей к их средним значениям.

Значения коэффициентов максимума активной мощности приводятся в справочной литературе в функции значений эффективного числа электроприемников $n_{\text{э}}$, постоянной времени нагрева проводников T_0 и групповых коэффициентов использования $K_{\text{иа}}$. Коэффициент максимума по реактивной мощности $K_{\text{мр}}$ рассчитывается по формуле, которая также приводится в справочниках.

Замена в этих выражениях групповых коэффициентов использования $K_{\text{иа}}$ и $K_{\text{ир}}$ на их расчетные соотношения

$$K_{\text{иа}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} p_{\text{ном.}i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном.}i}}; \quad K_{\text{ир}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} p_{\text{ном.}i} \operatorname{tg} \varphi_i}{\sum_{i=1}^n q_{\text{ном.}i}}$$

приводит к конечным выражениям, по которым определялись расчетные нагрузки

$$P_{\text{р}} = K_{\text{ма}} \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} p_{\text{ном.}i}; \quad Q_{\text{р}} = K_{\text{мр}} \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} p_{\text{ном.}i} \operatorname{tg} \varphi_i.$$

Отметим, что в результате многолетнего опыта проектирования СЭС с использованием этого метода определения расчетной нагрузки и авторского надзора за проектами было установлено, что во многих отраслях производства данный метод приводит к погрешностям в сторону завышения расчетных нагрузок, достигающим больших величин (до 200 %). Это, главным образом, связано с тем, что в практике проектирования средняя мощность узла в целом принималась равной сумме средних мощностей электроприемников, каждая из которых определена в наиболее загруженную смену этих электроприемников. Вполне очевидно, что вероятность совпадения таких режимов работы всех электроприемников расчетного узла в большинстве случаев будет меньше единицы.

Другой причиной, которая оказала заметное влияние на погрешности определения расчетных нагрузок, является использование проектантами на всех уровнях СЭС понятия получасового максимума нагрузки, на что указывается в книге профессора Б.И. Кудрина «Электроснабжение промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 416 с.». Здесь следует отметить, что указанные факторы являются нарушением методики расчета, а не методической недоработкой ее авторов. Об этом свидетельствует то, что в самой методике указывается на тот факт, что элементы СЭС могут иметь постоянные времени нагрева, заметно отличающиеся от 10 минут, а, следовательно, и $T_{\text{оср}} = 30$ мин. Поэтому в ней приводится выражение для пересчета расчетной мощности, найденной при $T_{\text{оср}} = 0,5$ ч, для других значений $T_{\text{оср}} \neq 0,5$ ч. Однако даже соблюдение всех положений методики не позволяет избежать существенных погрешностей при определении расчетных нагрузок.

Учитывая вышеизложенное и положительные стороны рассматриваемой методики, а также отсутствие альтернативных методик, доведенных до инженерных расчетов, возникла острая необходимость внесения в нее изменений.

В связи с вышесказанным Всероссийским научно-исследовательским и проектным институтом «Тяжпромэлектропроект» были внесены изменения в рассматриваемую методику расчета электрических нагрузок и выпущены новые «Указания по расчету электрических нагрузок» РТМ 36.18.32.4-92.

Согласно этим указаниям СЭС с точки зрения расчета электрических нагрузок делятся на 6 уровней.

1. Сети, питающие отдельные электроприемники напряжением

до 1000 В.

2. Сети, питающие сборки напряжением ниже 1000 В, от которых непосредственно питаются электроприемники. К этому же уровню относятся сами сборки и распределительные шинопроводы.

3. Магистральные шинопроводы и сборные шины напряжением ниже 1000 В цеховых трансформаторных подстанций.

4. Сборные шины 6...10 кВ промежуточных распределительных устройств и сети, питающие эти шины.

5. Сборные шины 6...10 кВ главных понизительных подстанций.

6. Сети внешнего электроснабжения напряжением 35...220 кВ.

Расчет электрических нагрузок на указанных уровнях СЭС производится по следующим формулам.

На первом уровне

$$P_p^I = k_{за} P_{ном}; \quad Q_p^I = k_{за} P_{ном} \operatorname{tg} \varphi_{ном}.$$

На втором уровне

$$P_p^{II} = K_{ра} \sum_{i=1}^n k_{иаi} P_{ном.i}; \quad Q_p^{II} = K_{дд} \sum_{i=1}^n k_{ддi} \delta_{i\hat{i}} \operatorname{tg} \varphi_i.$$

Здесь коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности $K_{ра}$ следует определять по табл. 50.2, а коэффициент расчетной мощности по реактивной мощности $K_{пп}$ – по формуле

$$K_{пп} \approx 1 + \frac{1}{6\sqrt{n_3}}.$$

На третьем уровне

$$P_p^{III} = K_{дд} \sum_{i=1}^n k_{ддi} \delta_{i\hat{i}}; \quad Q_p^{III} = K_{ра} \sum_{i=1}^n k_{иаi} P_{ном.i} \operatorname{tg} \varphi_i.$$

Значения коэффициентов расчетной нагрузки $K_{ра}$, входящих в эти выражения, находятся по табл. 50.3.

Следует отметить, что при $\sum_{i=1}^n k_{иаi} P_{ном.i} \leq 100$ кВт значения ко-

эффициентов расчетной нагрузки целесообразно определять так же, как и для второго уровня. Это объясняется тем, что сечения проводников, по которым питаются такие узлы, будут иметь значения не превышающие 50...70 мм², а следовательно, и незначительные постоянные времени нагрева.

На четвертом уровне

$$D_{\delta}^{IV} = K_{\hat{1}\hat{1}} \left[\sum_{i=1}^m D_{\delta i}^{III} + \sum_{i=1}^N k_{\hat{e}\hat{a}i} \delta_{\hat{1}\hat{1}\hat{1}.i} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\delta i} \right];$$

$$Q_{\delta}^{IV} = K_{\hat{1}\hat{1}} \left[\sum_{i=1}^m Q_{\delta i}^{III} + \sum_{i=1}^N k_{\hat{e}\hat{a}i} \delta_{\hat{1}\hat{1}\hat{1}.i} \operatorname{tg} \varphi_i + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{\delta i} \right],$$

где m – число узлов СЭС третьего уровня, питающихся от рассматриваемого узла СЭС четвертого уровня; L – число трансформаторов, питающихся от рассматриваемого узла СЭС четвертого уровня; N – число высоковольтных электроприемников, подключенных к рассматриваемому узлу СЭС; ΔP_{τ} и ΔQ_{τ} – потери активной и реактивной мощности в трансформаторах.

Коэффициент одновременности максимумов нагрузок определяется по данным табл. 50.1.

На пятом уровне

$$D_{\delta}^V = K_{\hat{1}\hat{1}} \left[\sum_{i=1}^{m1} D_{\delta i}^{III} + \sum_{i=1}^{N1} k_{\hat{e}\hat{a}i} \delta_{\hat{1}\hat{1}\hat{1}.i} + \sum_{i=1}^I D_{\delta i}^{IV} + \sum_{i=1}^{L1} \Delta P_{\delta i} \right];$$

$$Q_{\delta}^V = K_{\hat{1}\hat{1}} \left[\sum_{i=1}^{m1} Q_{\delta i}^{III} + \sum_{i=1}^{N1} k_{\hat{e}\hat{a}i} \delta_{\hat{1}\hat{1}\hat{1}.i} \operatorname{tg} \varphi_i + \sum_{i=1}^M Q_{\delta i}^{IV} + \sum_{i=1}^{L1} \Delta Q_{\delta i} \right],$$

где $m1$ и $N1$ – соответственно число узлов СЭС третьего уровня и высоковольтных электроприемников, питающихся непосредственно от рассматриваемого узла СЭС пятого уровня; M – число узлов СЭС четвертого уровня, которые питаются от рассматриваемого узла СЭС пятого уровня; $L1$ – число трансформаторов, питающихся непосредственно от узла СЭС пятого уровня.

На шестом уровне

$$P_p^VI = P_p^V + \Delta P_{\text{т.гпп}}; \quad Q_p^VI = P_p^VI \operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}} \approx P_p^V \operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}},$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}}$ – нормированная величина коэффициента реактивной мощности, которая задается энергосистемой в зависимости от значения напряжения внешнего электроснабжения или принимается по справочным данным.

50.4.4. Комплексный метод

Комплексный метод расчета электрических нагрузок предложен профессором Б.И. Кудриным. В нем используются теория распознавания образов и прогнозирование роста электропотребления в узлах СЭС, а следовательно, учитывается и увеличение потребляемой мощности.

Комплексный метод предусматривает одновременное применение нескольких способов определения расчетной нагрузки в рассматриваемом узле СЭС, включая и часть из тех, которые были рассмотрены выше. В отличие от других методов в нем расчеты ведутся в направлении от верхних узлов СЭС к нижним. Метод, безусловно, является перспективным, но требует от проектировщиков глубоких знаний технологий производств. Внедрению его в практику проектирования пока препятствует отсутствие необходимого объема статистических данных. Учитывая сказанное, а также объем, предусмотренный для данного раздела книги, ограничимся вышеизложенной информацией о данном методе расчета нагрузок.

50.4.5. Расчет пиковых токов

Пиковые токи возникают в результате включения, пуска и самозапуска крупных электроприемников, а также в результате быстрого увеличения нагрузок, обусловленных технологией производства, например, работой клеток прокатных станов, дуговых сталеплавильных печей, сварочных машин и т.д.

Пиковый ток в цепи, питающей группу электроприемников, работающих с отстающим током, определяется по выражению:

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.мах}} + I'_{\text{р}},$$

где $I'_{\text{р}}$ – расчетный получасовой максимум нагрузки без учета участвующих в запуске электроприемников; $I_{\text{пуск.мах}}$ – максимально возможный пусковой ток, обусловленный пуском одного или группы одновременно запускаемых электроприемников.

Если пиковые токи возникают в результате работы сварочных машин, то в вышеприведенном выражении вместо максимально возможных пусковых токов $I_{\text{пуск.мах}}$ принимают пиковые токи, создаваемые сварочными аппаратами, значения которых приводятся в справочниках.

Пусковые токи электроприемников определяются по формуле

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{пуск}} I_{\text{ном}},$$

где $K_{\text{пуск}}$ – кратность пускового тока, приводимая в паспортных данных электроприемника; $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток электроприемника.

При условии запуска нескольких приемников одновременно эквивалентный пусковой ток определяется путем суммирования пусковых токов этих приемников.

При отсутствии заводских данных о кратностях пусковых токов электроприемников, а также кратностях пиковых токов (для дуговых сталеплавильных печей и сварочных машин) их можно принимать равными следующим величинам:

- для асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором и синхронных – 5;
- для асинхронных электродвигателей с фазным ротором и двигателей постоянного тока – 2,5;
- для дуговых сталеплавильных печей, а также для сварочных машин и аппаратов – 3.

В соответствии с вышеприведенными формулами для определения пикового тока и расчетных нагрузок по уровням СЭС расчет пиковых токов на этих уровнях может быть проведен по следующим выражениям.

На первом уровне

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}}.$$

На втором уровне

При большом числе электроприемников в узле

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.мах}} + (I_{\text{р}} - K_{\text{ра}} I_{\text{с.зап}}),$$

где $I_{\text{с.зап}}$ – среднее значение тока, потребляемого запускаемыми электроприемниками в нормальном режиме их работы; $I_{\text{р}}$ – расчетный получасовой максимум тока нагрузки узла в целом.

При малом числе ЭП в узле,

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.мах}} + \frac{\sqrt{\left[K'_{\text{ра}} \sum_1^{n-m} k_{\text{иа}} i P_{\text{ном.}i} \right]^2 + \left[K'_{\text{рр}} \sum_1^{n-m} k_{\text{иа}} i P_{\text{ном.}i} \text{tg} \varphi_i \right]^2}}{\sqrt{3} U_{\text{с}}},$$

где m – число электроприемников, участвующих в одновременном пуске; $K'_{\text{ра}}$ – значение коэффициента расчетной нагрузки по активной мощности для узла СЭС без учета электроприемников, участвующих в пуске; $K'_{\text{рр}}$ – то же по реактивной мощности; $U_{\text{с}}$ – линейное напряжение сети.

На третьем уровне

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.мах}} + K'_{\text{ра}} \frac{\sqrt{\left[\sum_{i=1}^{n-m} k_{\text{иа}} i P_{\text{ном.}i} \right]^2 + \left[\sum_{i=1}^{n-m} k_{\text{иа}} i P_{\text{ном.}i} \text{tg} \varphi_i \right]^2}}{\sqrt{3} U_{\text{с}}}.$$

50.4.6. Расчет электрических нагрузок при наличии однофазных ЭП

При питании от расчетного узла однофазных ЭП их нагрузка учитывается в зависимости от числа и схемы включения. В общем случае однофазная нагрузка распределяется между фазами таким образом, чтобы загрузка фаз была как можно равномерной, затем определяется наиболее загруженная фаза.

Отметим, что при относительно небольшом числе ЭП в узле загрузку фаз целесообразно определять по средней величине активной мощности, а при большом числе ЭП – по полной средней мощности.

Средние значения активной и реактивной мощностей в общем случае, например для фазы А, когда к расчетному узлу СЭС подключаются достаточно большое число как трехфазных, так и однофазных электроприемников, определяются по формулам

$$P_{сА} = \sum_{i=1}^n k_{иАi} P_{ном.АВi} k_{(АВ)Аi} + \sum_{i=1}^m k_{иАi} P_{ном.САi} k_{(СА)Аi} + \\ + \sum_{i=1}^L k_{иАi} P_{ном.А0i} + \sum_{i=1}^M k_{иАi} P_{ном.IIIi};$$

$$Q_{сА} = \sum_{i=1}^n k_{иАi} P_{ном.АВi} q_{(АВ)Аi} + \sum_{i=1}^m k_{иАi} P_{ном.САi} q_{(СА)Аi} + \\ + \sum_{i=1}^L k_{иАi} P_{ном.А0i} \operatorname{tg} \varphi_{А0i} + \sum_{i=1}^M k_{иАi} P_{ном.IIIi} \operatorname{tg} \varphi_{IIIi},$$

где n и m – число электроприемников, подключенных соответственно на линейные напряжения U_{AB} и U_{CA} ; M и L – число трехфазных электроприемников и однофазных, подключенных на фазное напряжение U_{A0} ; $k_{(AB)A}$ и $k_{(CA)A}$ – коэффициенты приведения активной мощности однофазных электроприемников, подключенных на линейные напряжения U_{AB} и U_{CA} , к фазе «А»; $q_{(AB)A}$ и $q_{(CA)A}$ – то же по реактивной мощности; $\operatorname{tg} \varphi_{III}$ и $\operatorname{tg} \varphi_{A0}$ – коэффициенты реактивной мощности трехфазных электроприемников и однофазных, подключенных на фазное напряжение U_{A0} .

Численные значения коэффициентов приведения по активной и реактивной мощности представлены в табл. 50.4 в функции от паспортного значения $\cos \varphi$ электроприемников.

Расчетные выражения для определения средних нагрузок других фаз имеют такую же структуру, что и вышеприведенные для фазы *A*.

Наконец отметим, что подробное изложение вывода этих формул приведен в книге: «Электрические нагрузки промышленных предприятий/ С.Д. Волобровский, Г.М. Каялов, П.Н. Клейн, Б.С. Мешель. – М.–Л.: Энергия, 1964. – 304 с.».

После определения загрузки фаз находится эквивалентная трехфазная нагрузка от однофазных электроприемников путем умножения на три средней нагрузки, обусловленной однофазными электроприемниками, наиболее загруженной фазы. В дальнейшем эта эквивалентная нагрузка рассматривается как обычная симметричная трехфазная. Она заносится в общую типовую таблицу, в которой производятся расчеты по определению трехфазной нагрузки.

Таблица 50.4

Значения коэффициентов приведения по активной и реактивной мощности в функции коэффициента мощности нагрузки

Коэффициенты приведения	Коэффициенты мощности нагрузки, $\cos\varphi$								
	0,3	0,4	0,5	0,6	0,65	0,7	0,8	0,9	1,0
$k_{(AB)A}, k_{(BC)B}, k_{(CA)C}$	1,4	1,17	1,0	0,89	0,84	0,8	0,72	0,64	0,5
$k_{(AB)B}, k_{(BC)C}, k_{(CA)A}$	–0,4	–0,17	0	0,11	0,16	0,2	0,28	0,36	0,5
$q_{(AB)A}, q_{(BC)B}, q_{(CA)C}$	1,3	0,86	0,58	0,38	0,3	0,22	0,09	–0,05	–0,3
$q_{(AB)B}, q_{(BC)C}, q_{(CA)A}$	1,88	1,44	1,16	0,96	0,88	0,8	0,67	0,53	0,3

Если к рассматриваемому узлу СЭС подключаются только однофазные электроприемники, то обусловленные ими эквивалентные трехфазные расчетные активная и реактивная нагрузки определяются по формулам

$$P_p = 3K_{pa}P_{сф.маx}; Q_p = 3K_{pp}Q_{сф.маx}.$$

Значения коэффициентов расчетных нагрузок активной и реактивной мощности определяются в функции средневзвешенного значения коэффициента использования активной мощности $K_{иа}$ и эффективного числа электроприемников $n_э$. Если наиболее загруженной фазой является, например, фаза «*B*», то численное значение $K_{иа}$ следует вычислять по формуле

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{сВ}}}{\frac{P_{\text{ном.АВ}} + P_{\text{ном.ВС}}}{2} + P_{\text{ном.В0}}}.$$

Эффективное число электроприемников находится по выражению (50.1).

Глава 51

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

51.1. Основные принципы построения электрических сетей и типовые схемы

Электрическая сеть – совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных и кабельных линий электропередачи.

Электроснабжение одного и того же объекта в зависимости от типов и размещения источников питания, их удаленности и уровней имеющихся в них напряжений, а также других факторов может быть осуществлено по различным схемам. Вполне очевидным является и то, что они будут различаться и по затратам. Поэтому при формировании СЭС всегда возникает задача выбора наиболее экономичного варианта.

В общем случае решение этой задачи может быть получено путем технико-экономического сопоставления всех обозримых вариантов схем электроснабжения рассматриваемого объекта, удовлетворяющих всем техническим требованиям, предъявляемым к СЭС. Однако оценка затрат даже на один вариант схемы электроснабжения является достаточно трудоемкой процедурой. Поэтому на основе многолетнего опыта проектирования и эксплуатации СЭС, как в России, так и за рубежом, были сформулированы основные принципы построения СЭС. Использование их позволяет исключить из рассмотрения неперспективные варианты, и тем самым уменьшить объем вычислительной работы. Кроме того, оно позволяет получить схемы СЭС, близкие к оптимальным схемам. К основным принципам построения СЭС относят следующие:

1. Применение глубоких вводов, т.е. максимальное приближение понизительных подстанций к центрам электрических нагрузок.

2. Разукрупнение подстанций (в разумных пределах).
3. Секционирование сборных шин распределительных устройств на всех уровнях СЭС.
4. Отказ от холодного резерва.
5. Равнонадежность СЭС и технологического оборудования.
6. Использование блочного оборудования.
7. Исключение обратных перетоков мощности в сетях одного напряжения.
8. Выделение (по возможности) потребителей, генерирующих помехи в сеть, на отдельные источники питания или ветви трансформатора.

Применение каждого из указанных принципов позволяет получить определенные положительные эффекты. Так, осуществление глубоких вводов снижает капитальные затраты на СЭС, потери энергии и напряжения, а также повышает надежность электроснабжения. Разукрупнение подстанций, то есть уменьшение единичной мощности трансформаторов, снижает длину сетей низшего напряжения, токи коротких замыканий и, как следствие, капиталовложения в сети низшего напряжения. Кроме того, это повышает надежность электроснабжения, так как при нарушении электроснабжения менее мощных подстанций теряют питание меньшее число электроприемников. Следует отметить и то, что чрезмерное увлечение разукрупнением подстанций может привести и к обратному эффекту, т.к. при их разукрупнении возрастают суммарные капиталовложения на подстанции. Поэтому разукрупнение подстанций является целесообразным только до тех пор, пока дополнительные капиталовложения на подстанции будут окупаться экономией, достигаемой в распределительных сетях низшего напряжения подстанций.

Секционирование сборных шин повышает надежность электроснабжения, снижает токи короткого замыкания, а следовательно, и капиталовложения. Отказ от холодного резерва в пользу горячего, повышает надежность, и снижает капиталовложения в сеть. Под горячим резервом понимается способность элемента сети дополнительно нести в течение определенного времени функции вышедшего из строя аналогичного элемента. Использование принципа равнонадежности СЭС и технологического оборудования позволяет избежать неоправданных капиталовложений в сеть, а применение блочного оборудования – ускорить монтажные и пуско-

наладочные работы, а также снизить длительность перерывов электроснабжения в процессе эксплуатации.

Исключение обратных перетоков мощности в сетях позволяет избежать необоснованных капиталовложений и эксплуатационных расходов в СЭС. Наконец, выделение электроприемников, генерирующих помехи в сеть, на отдельные источники или ветви трансформаторов с расщепленными обмотками, позволяет относительно просто решить вопросы качества электроэнергии.

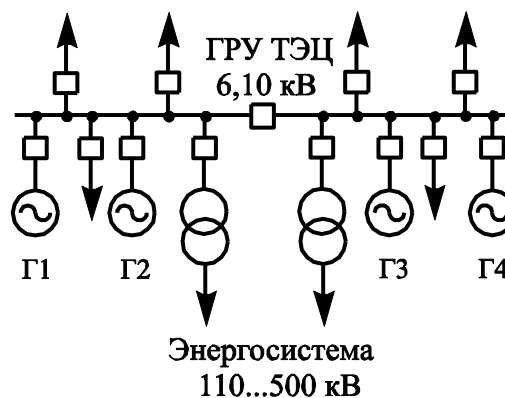
• Системы внешнего электроснабжения

При построении электрических сетей СЭС широко используются типовые схемы. Так, в зависимости от удаленности объекта электроснабжения от источников, требуемой надежности и величины нагрузки, для внешнего электроснабжения используются следующие типовые схемы.

При наличии ТЭЦ, находящейся в непосредственной близости от предприятия, и совпадении номинального напряжения высоковольтных электроприемников предприятия с генераторным напряжением, передачу и распределение электроэнергии, как правило, осуществляют на генераторном напряжении (рис. 51.1).

На территории предприятия сооружаются промежуточные распределительные устройства, предназначенные для распределения электроэнергии внутри предприятия. Отдельные крупные потребители подключаются непосредственно к сборным шинам главного распределительного устройства (ГРУ) ТЭЦ.

Если предприятия располагаются далеко от ТЭЦ, либо она отсутствует, то их питание осуществляется от подстанций энергосистемы или главных понизительных подстанций (ГПП), расположенных на территории соседних предприятий. Кроме того, питание таких предприятий может осуществляться от городских подстанций. При мощности, потребляемой предприятиями, до 5 МВ·А и расположении их на расстоянии не более 5...10 км от указанных типов подстанций электроснабжение часто осуществляется по схемам, приведенным на рис. 51.2.



51.1. Схема электроснабжения от ТЭЦ

Число питающих линий зависит от требуемого уровня надежности электроснабжения. Так, для питания потребителей III-й категории может быть использована схема, представленная на рис. 51.2а; для питания потребителей II-й – схема (рис. 51.2б). Для распределения электрической энергии на территории предприятий сооружается центральный распределительный пункт (ЦРП).

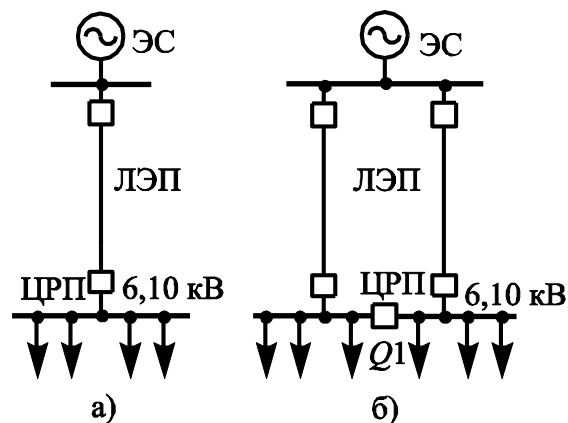


Рис. 51.2. Схемы электроснабжения предприятий с небольшой мощностью

установке на секционном выключателе Q1 ЦРП устройства автоматического ввода резерва (АВР) схему (рис. 51.2б) можно применять для питания потребителей I-й категории.

При мощностях предприятий, превышающих 5 МВ·А, и расположении их на расстоянии более 5...10 км от источников внешнее электро-

снабжение осуществляется по схемам глубоких вводов на напряжении 35...220 кВ. Линии глубоких вводов предприятий средней мощности часто выполняются отпайками от ближайших линий электропередачи энергосистем. На крупных предприятиях линии глубоких вводов, как правило, подводятся от узловых распределительных подстанций (УРП), которые обычно располагаются на территории крупных промышленных узлов или на окраинах городов.

Глубокие вводы выполняются в виде:

а) магистральных воздушных линий, питающих несколько подстанций глубокого ввода (ПГВ) напряжением 110, 220 кВ (рис. 51.3), с применением вместо выключателей на стороне высшего напряжения подстанций короткозамыкателей и отделителей, как это показано на ПГВ1. Такие ПГВ принято называть отпаечными;

б) радиальных кабельных или воздушных линий, питающих ПГВ по схеме блока линия – трансформатор (рис. 51.4). Такие подстанции называются тупиковыми.

Следует отметить, что, несмотря на дешевизну схем с отделителями и короткозамыкателями, в настоящее время во вновь проектируемых подстанциях применять их не рекомендуется.

Магистральные схемы используются при нормальной или малозагрязненной окружающей среде в том случае, когда по террито-

рии можно провести воздушные линии и разместить отпаечные подстанции около соответствующих крупных потребителей. Количество подстанций, подключаемых к одной магистрали, по условиям надежности ограничивается тремя – четырьмя при мощности трансформаторов до 25 МВ·А. При больших мощностях их число, как правило, ограничивается пропускной способностью линий.

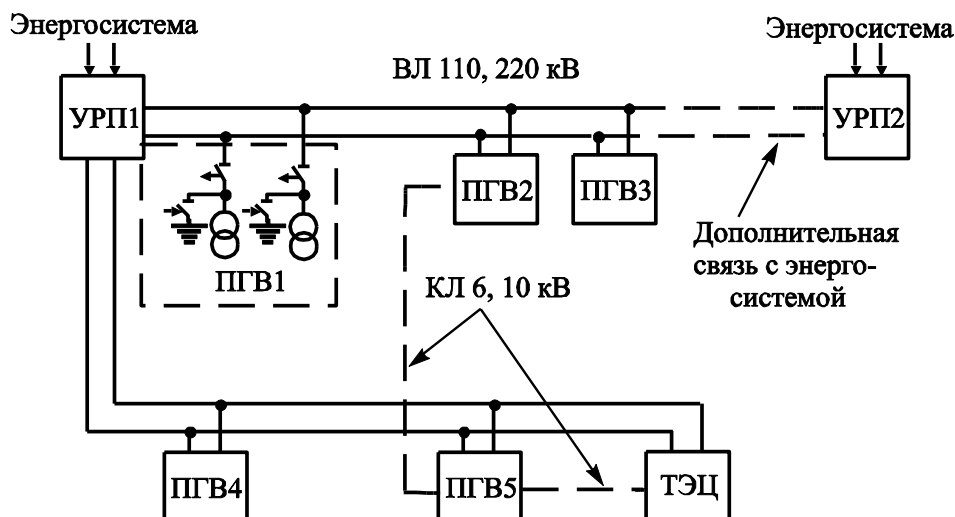


Рис. 51.3. Магистральная схема внешнего электроснабжения

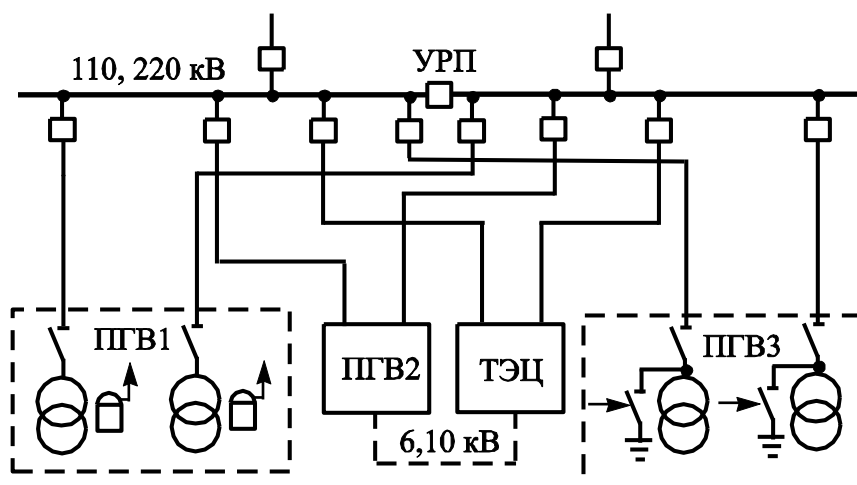


Рис. 51.4. Радиальная схема внешнего электроснабжения

Радиальные глубокие вводы преимущественно следует применять при загрязненной окружающей среде, хотя в ряде случаев они могут оказаться целесообразными и при нормальных условиях окружающей среды. Кабельные радиальные вводы применяются при стесненном расположении зданий и сооружений на территории предприятий, т.е. когда отсутствуют необходимые коридоры для проведения воздушных линий и площади для размещения ПГВ с

коммутационной аппаратурой на стороне высшего напряжения. В таких схемах отключение трансформаторов ПГВ при их внутренних повреждениях осуществляется путем передачи отключающего импульса на выключатель, установленный на подстанции системы, или путем включения короткозамыкателей, установленных на ПГВ. Условные обозначения таких систем показаны на схемах ПГВ1 и ПГВ3 (см. рис. 51.4).

Радиальные схемы глубоких вводов имеют определенные преимущества перед магистральными схемами, так как аварии на одной линии или трансформаторе не отражаются на работе других подстанций. Однако магистральные схемы значительно дешевле радиальных.

•Схемы внутреннего электроснабжения напряжением выше 1000 В

Распределение электроэнергии по цехам и подразделениям предприятий, а также по потребительским подстанциям городов и поселков осуществляется по радиальным, магистральным, петлевым или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величин, требуемой степени надежности питания и других особенностей рассматриваемого объекта, например, географического места расположения объекта электроснабжения, степени загрязненности окружающей среды и т.д.

Схемы распределения электроэнергии на напряжении 6, 10 кВ внутри предприятий, а также между городскими и поселковыми потребителями, как правило, имеют ступенчатое построение. Число ступеней зависит от суммарной мощности объекта электроснабжения, размеров его территории и распределения нагрузки по ней. В большинстве случаев применяются одно- или двухступенчатые схемы, так как большее число ступеней усложняет релейную защиту и, самое главное, увеличивает капитальные вложения в электрические сети. Схемы с числом ступеней более двух допускается применять при реконструкциях СЭС в случаях их технико-экономической целесообразности.

На крупных и средних предприятиях на первой ступени распределения электроэнергии по кабельным сетям напряжением 6, 10 кВ, связывающим пункты питания (ГПП, ТЭЦ) с промежуточными распределительными пунктами (РП), целесообразно применение радиальных схем. При передаче потоков мощности в одном направлении, превышающих 25...30 МВ·А, экономически выгод-

ными оказываются схемы, выполненные жесткими или гибкими токопроводами. Распределение энергии от промежуточных распределительных пунктов осуществляется по радиальным и магистральным схемам, выполненным в основном кабелями и значительно реже воздушными линиями. Вопрос об установке высоковольтных РП в сетях предприятий средней мощности решается путем технико-экономических сопоставлений. Иногда их установка диктуется требованиями эксплуатации высоковольтных электроприемников.

На предприятиях с небольшой мощностью и незначительной территорией для распределения электроэнергии на напряжении 6, 10 кВ часто используют одноступенчатые схемы.

Радиальные схемы применяются для питания крупных высоковольтных электроприемников, а также в тех случаях, когда потребители расположены в различных направлениях от пункта питания, т.е. тогда, когда применение магистральных схем приводит к возникновению обратных перетоков мощности. Радиальные схемы выполняются одно- и двухступенчатыми. Двухступенчатые радиальные схемы применяются главным образом на больших и средних предприятиях для питания через РП большого числа трансформаторных подстанций (ТП) и высоковольтных электроприемников. В качестве примера на рис. 51.5 показана система внутризаводского электроснабжения, построенная с помощью указанных радиальных схем.

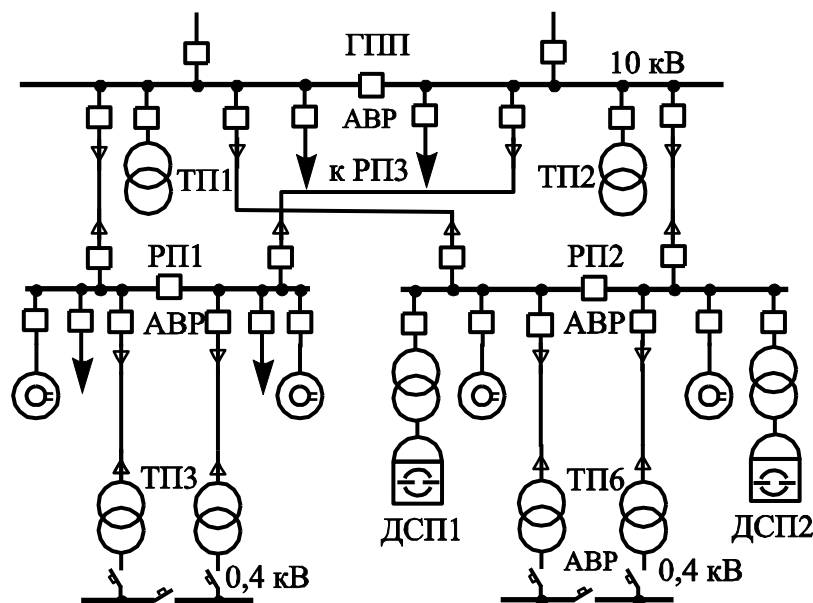


Рис. 51.5. Система внутризаводского электроснабжения, построенная с помощью радиальных схем

К достоинствам радиальных схем следует отнести их высокую надежность, а к недостаткам – высокую стоимость и, как правило, пониженный коэффициент использования пропускной способности кабелей. Последнее объясняется тем, что во многих случаях сечения кабелей, обусловленные термической стойкостью к токам коротких замыканий, превышает сечения, выбранные по токам нагрузки.

Магистральные схемы целесообразно применять для питания групп электроприемников и подстанций в тех случаях, когда при движении от центра питания к первому пункту приема электроэнергии, а затем от одного из них к другому, геометрические координаты меняются в одном направлении. Следует отметить, что одна из двух координат может оставаться неизменной.

Использование магистральных схем позволяет уменьшить число дорогостоящих ячеек с выключателями в распределительных устройствах 6, 10 кВ ГПП или РП. Кроме того, магистральные схемы обеспечивают лучшее использование пропускной способности кабелей, чем радиальные.

В зависимости от требуемой степени надежности электроснабжения и величин передаваемой мощности при формировании СЭС применяют различные модификации магистральных схем. Следует отметить, что величиной передаваемой мощности определяется

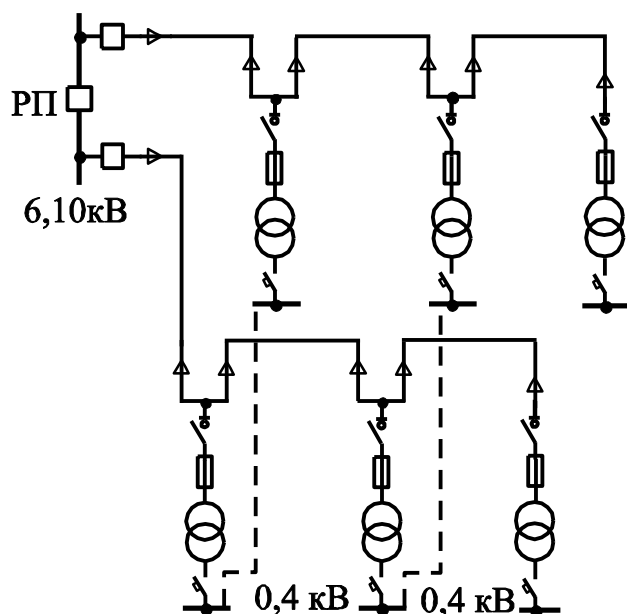


Рис. 51.6. Схемы одиночных магистралей с односторонним питанием

конструктивное исполнение магистральных схем, а требуемой степенью надежности – их топология.

Для питания потребителей III-й категории часто используются одиночные магистрали (рис. 51.6) с односторонним питанием.

Существенным недостатком таких схем является пониженная надежность, так как при повреждениях кабельной линии теряют пита-

ние потребители всех ТП. Для устранения этого недостатка часто на стороне вторичного напряжения подстанций выполняются резервные перемычки (пунктирные линии) между близко расположенными трансформаторами, питающимися по разным магистралям. Сечения резервных перемычек выбираются из условия обеспечения энергией в послеаварийных режимах электроприемников I-й и, наиболее ответственных по надежности электроснабжения, II-й категории.

Кольцевые схемы (рис. 51.7) применяются в основном в СЭС городов и поселков. Они обладают достаточно высокой надежностью, и позволяют питать потребители II-й и III-й категорий, а при установке на секционных автоматических выключателях АВР питать и потребители I-й категории.

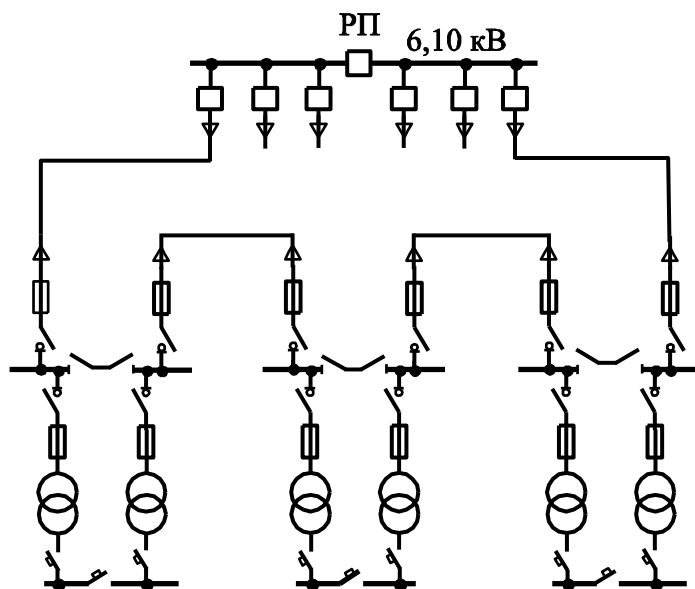


Рис. 51.7. Схема кольцевой магистрали

Для питания потребителей I-й и II-й категории широко используются схемы двойных сквозных магистралей (рис. 51.8). Они применяются для питания двухтрансформаторных подстанций без сборных шин на высшем напряжении или РП с двумя секциями сборных шин. Первая схема нашла широкое применение на промышленных предприятиях, а вторая используется значительно реже.

Секционные выключатели, установленные на РП и ТП, в нормальном режиме разомкнуты, и каждая магистраль работает раздельно. При возникновении аварии на одной из магистралей путем соответствующих переключений питание электроприемников осуществляется от оставшейся в работе магистрали. При необходимости это может быть сделано автоматически.

Число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали, зависит от их мощности. Так, к одной магистрали, выполненной кабельными линиями, целесообразно присоединять не более двух трансформаторов мощностью 1600, двух-трех мощностью 1000 и не более трех-четырех мощностью 250...630 кВ·А.

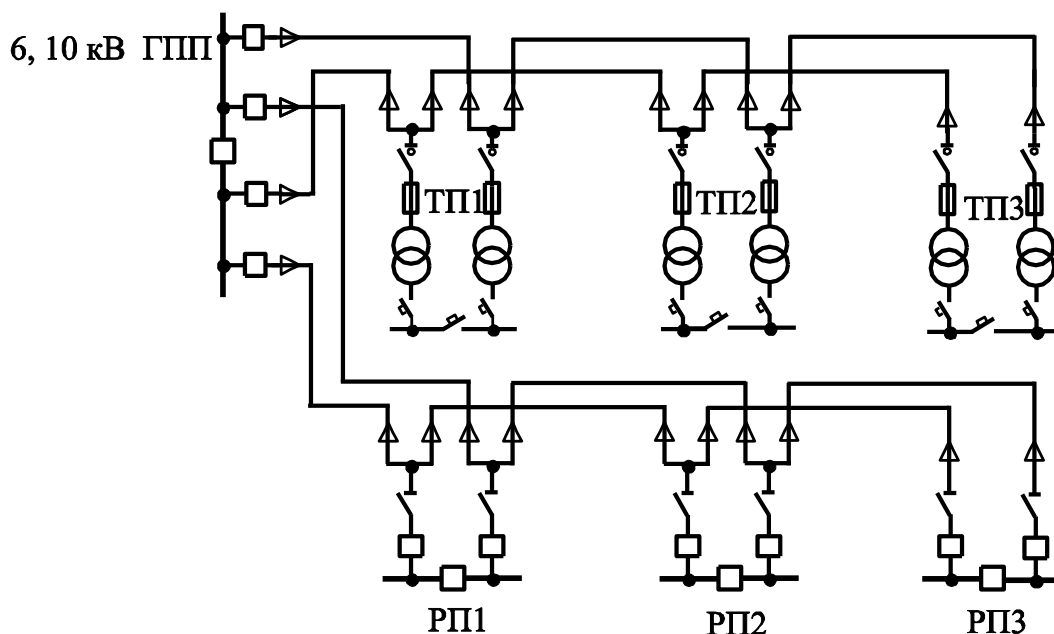


Рис. 51.8. Схемы двойных сквозных магистралей

Как уже отмечалось выше, при передаче больших потоков электроэнергии магистральные линии, выполненные кабелями, становятся экономически невыгодными по сравнению с передачей энергии с помощью гибких или жестких токопроводов напряжением 6, 10, 35 кВ. Для обеспечения большей надежности питания потребителей в СЭС предприятий применяются двухниточные (сдвоенные) токопроводы. Разные цепи двухниточного токопровода запитывают от разных трансформаторов. На рис. 51.9 приведена блочная схема типа «трансформаторы с расщепленными обмотками – токопроводы».

На ответвлениях от токопроводов к РП установлены реакторы, основным назначением которых является ограничение мощности коротких замыканий до значений, меньших предельной отключающей способности выключателей, установленных на РП.

К достоинствам данной схемы следует отнести ее простоту, высокую надежность и удобство в эксплуатации. Она может быть использована для питания потребителей любой категории.

Следует отметить, что наилучшие технико-экономические ре-

зультаты в СЭС достигаются при использовании смешанных схем, т.е. когда в одной и той же СЭС имеют место как радиальные, так и магистральные схемы.

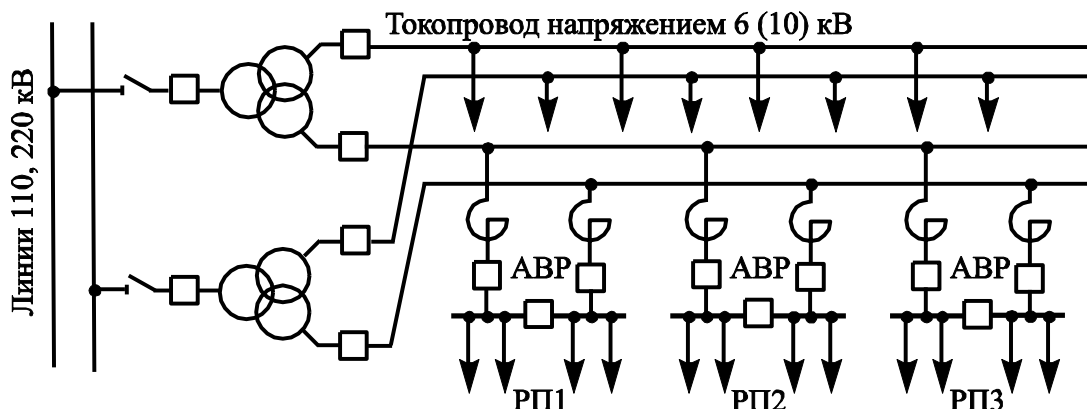


Рис. 51.9. Блочная схема «трансформатор – токопроводы»

- **Схемы цеховых электрических сетей напряжением до 1000 В**

Цеховые электрические сети напряжением до 1000 В принято делить на силовые и осветительные. Кроме того, их делят на питающие и распределительные. Под питающими сетями понимаются сети между цеховыми трансформаторными подстанциями и распределительными пунктами или распределительными шинопроводами, а под распределительными – линии, непосредственно питающие электроприемники.

Схемы и конструктивное выполнение силовых сетей определяются технологией производства, требованиями к надежности электроснабжения электроприемников, особенностями расположения оборудования, безопасностью и удобством обслуживания. Последние два показателя являются чрезвычайно важными, так как к рассматриваемым сетям имеют доступ большое число людей, не связанных с эксплуатацией электрических сетей и электроустановок.

Вопросы, связанные с формированием цеховых электрических сетей, должны быть проработаны с особой тщательностью, так как расход проводниковых материалов и электрических аппаратов в этих сетях намного превышает аналогичные показатели для сетей высокого напряжения. Кроме того, в цеховых сетях напряжением до 1000 В существенными являются и потери активной энергии.

Цеховые сети формируются по тем же общим принципам, которые были перечислены и охарактеризованы выше. Для распреде-

ления электрической энергии между электроприемниками внутри цехов используются радиальные и магистральные схемы.

Радиальные схемы выполняются одно или двухступенчатыми. Первые применяют только для питания крупных электроприемников с установленной мощностью 50 кВт и более. Питание мелких и средних по мощности электроприемников от сборных шин 0,4 кВ цеховых ТП экономически нецелесообразно по причине того, что мощности коротких замыканий (КЗ) на шинах цеховых ТП, как правило, намного больше мощности КЗ на шинах промежуточных РП и распределительных шинопроводах (ШР). По этой причине в низковольтных распределительных устройствах цеховых ТП приходится устанавливать коммутационную аппаратуру с большей предельной коммутационной способностью, чем в промежуточных РП и на распределительных шинопроводах, что удорожает цеховую сеть. В связи с вышесказанным при построении цеховых сетей часто используются комбинации из одно- и двухступенчатых радиальных схем (рис. 51.10).

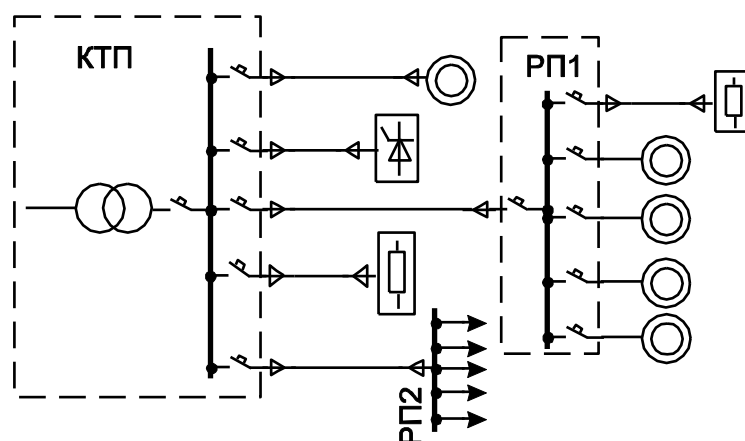


Рис. 51.10. Радиальные схемы цеховой сети

Радиальные схемы применяются также при неравномерном распределении приемников по территории цеха, а также во взрыво- и пожароопасных помещениях и пыльных производствах, например таких, как литейные цехи и коксохимические производства металлургических предприятий.

К достоинствам радиальных схем относятся высокая надежность питания и легкая приспособляемость к автоматизации, а к недостаткам – высокая стоимость и малая гибкость. Перемещение технологического оборудования часто приводит к необходимости реконструкции питающих сетей.

Магистральные схемы широко используются в поточных производствах, а также при относительно равномерном и линейном расположении оборудования. Применение для цехового электрообеспечения магистральных схем позволяет отказаться от сооружения на ТП дорогостоящих распределительных щитов. Наиболее экономичными и перспективными магистральными схемами являются блочные схемы «трансформатор – магистраль» (рис. 51.11).

Магистральные схемы, выполненные шинпроводами, обеспечивают высокую гибкость и универсальность цеховых сетей, так как перемещения технологического оборудования практически не вызывают переделок питающих сетей. Возможность резервирования ответственных потребителей путем создания нормально-разомкнутых перемычек между магистралями, питающимися от разных подстанций, позволяет применять эти схемы для питания потребителей II-й категории по надежности электроснабжения. При сооружении магистральных схем используются сборные конструкции шинпроводов, что обеспечивает скоростной монтаж сетей.

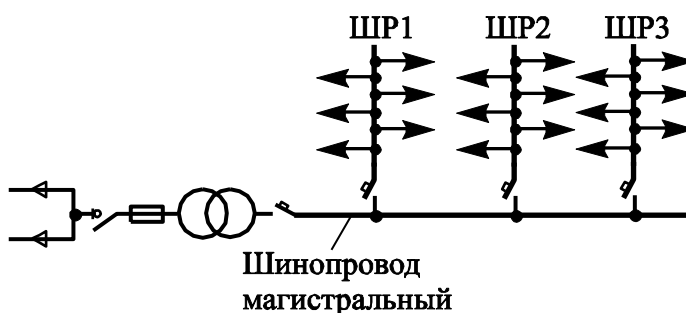


Рис. 51.11. Блочная схема «трансформатор – магистраль»

Следует отметить, что для электроснабжения цеховых потребителей радиальные и магистральные схемы в чистом виде применяются редко. Чаще используют «смешанные» схемы, сочетающие в себе элементы радиальных и магистральных схем. Такие схемы, как правило, имеют оптимальные технико-экономические показатели.

51.2. Конструктивное выполнение электрических сетей

Основными элементами электрических сетей являются линии электропередач (ЛЭП), а также трансформаторные и распределительные подстанции. Линии электропередач предназначены для передачи и распределения электроэнергии. Они выполняются, в основном, воздушными или кабельными. Воздушной линией (ВЛ)

называется устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепляемым при помощи изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.д.). Основные элементы воздушных линий – провода, изоляторы, опоры.

Кабельной линией (КЛ) называется линия для передачи электрической энергии, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными, концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями. В зависимости от назначения и условий, в которых сооружаются кабельные линии, они могут прокладываться в грунте (траншейная прокладка) либо по конструкциям (в трубах, на полках, по стенам, в коллекторах и т.д.).

Воздушные и кабельные линии, а также подстанции являются достаточно сложными техническими сооружениями.

- **Воздушные линии**

Как уже отмечалось выше, основными элементами воздушных линий являются провода, опоры и изоляторы. Обычно ВЛ выполняются неизолированными (без покрытий) проводами. Их изготавливают однопроволочными и многопроволочными, свитыми из отдельных проволок. Последние наиболее распространены. Однопроволочные провода применяют на ВЛ напряжением не выше 1 кВ. Токоведущая часть провода может выполняться из алюминия или меди. Наибольшее распространение в качестве проводникового материала получил алюминий, поскольку он имеет достаточно низкое активное сопротивление, не разрушается на открытом воздухе, покрываясь защитной оксидной пленкой. Алюминиевые провода рекомендуется применять на линиях номинальным напряжением не выше 35 кВ. Основным недостатком алюминия и его сплавов – небольшая механическая прочность с пределом на растяжение около 160 МПа, в то время как для стальных проволок та же величина составляет 650...700 МПа. Поэтому на ВЛ с номинальным напряжением 10 кВ и выше широкое распространение получили комбинированные сталеалюминиевые провода, в которых на сердечник из стальных проволок накладываются повивы из алюминиевых проволок. Такие провода маркируются буквами АС, например, АС240/32. Цифры в маркировке означают сечения алюминиевой и стальной части соответственно. Для повышения коррозионной стойкости проводов линий электропередач, проходящих в местности с загрязненным химическими соединениями воздухом (побережья морей, территории не-

которых химических предприятий), применяют провода со специальными антикоррозионными пленочными покрытиями. К ним относятся провода марок АСКС, АСКП, АСК. Медь как проводниковый материал обладает лучшей по сравнению с алюминием электропроводностью и большей механической прочностью (предел на растяжение – 390 МПа), однако это более дорогой и дефицитный материал. Линии с медными проводами допускаются к применению при наличии специальных обоснований.

В последние годы на линиях с номинальным напряжением не более 35 кВ находят применение изолированные провода, конструкция которых показана на рис. 51.12. Провода изготавливаются трех- и четырехжильными с сечением фазы от 16 до 120 мм², изолированными полиэтиленом. Все провода скручиваются вместе, и подвешиваются к опорам без изоляторов на специальных подвесах, за что получили название самонесущие изолированные провода (СИП). Механическую нагрузку несет стальной провод, расположенный в центре конструкции или трос, выполненный из алюминиевого сплава высокой прочности. В сетях напряжением 20 и 35 кВ используются одножильные изолированные провода сечением от 35 до 150 мм².

Изолированные провода имеют ряд преимуществ перед неизолированными: отсутствие гололедообразования и проблемы схлестывания фаз, снижение



Рис. 51.12. Конструкция проводов типа СИП:
1 – фазные провода; 2 – нулевой провод;
3 – несущий провод

ширины просеки, более высокую надежность и т.д. Расходы на эксплуатацию линий с такими проводами снижаются приблизительно на 80 % по сравнению с линией с неизолированными проводами, но сооружение их обходится дороже.

Опоры воздушных линий предназначены для поддержания проводов на определенном расстоянии от поверхности земли или пересекаемых объектов (шоссе, реки, другие ВЛ и т.д.). Расстояние между опорами называется пролетом. Длина пролета определяется маркой провода, типом опор, климатическими условиями и характером местности, по которой проходит трасса. На рис. 51.13. приведен схематичный вид участка линии.

Опоры изготавливаются из дерева, железобетона, металла. По назначению они делятся на промежуточные, анкерные, анкерно-угловые, концевые, ответвительные. Промежуточные опоры устанавливаются на прямых участках трассы ВЛ. В нормальных режимах промежуточные опоры не должны воспринимать значительных механических усилий, направленных вдоль линии. Примеры конструкций опор показаны на рис. 51.14.

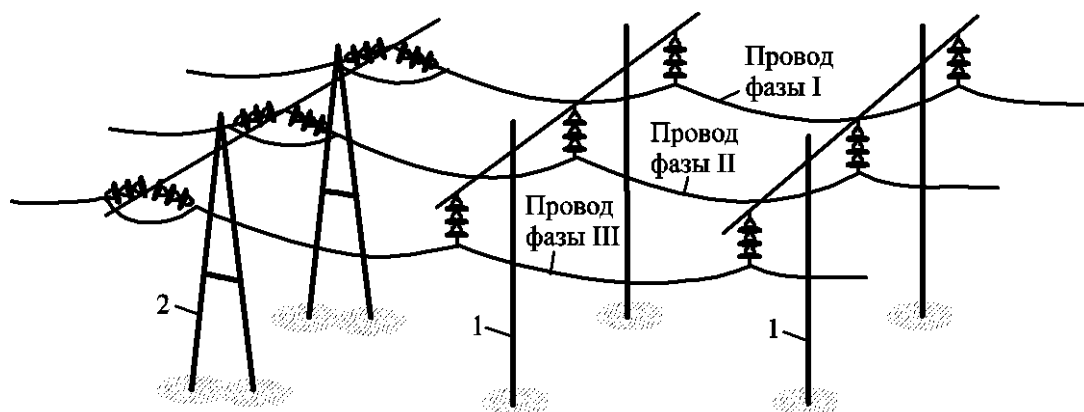


Рис. 51.13. Схематический вид участка линии:
1 – опора промежуточная; 2 – опора анкерная

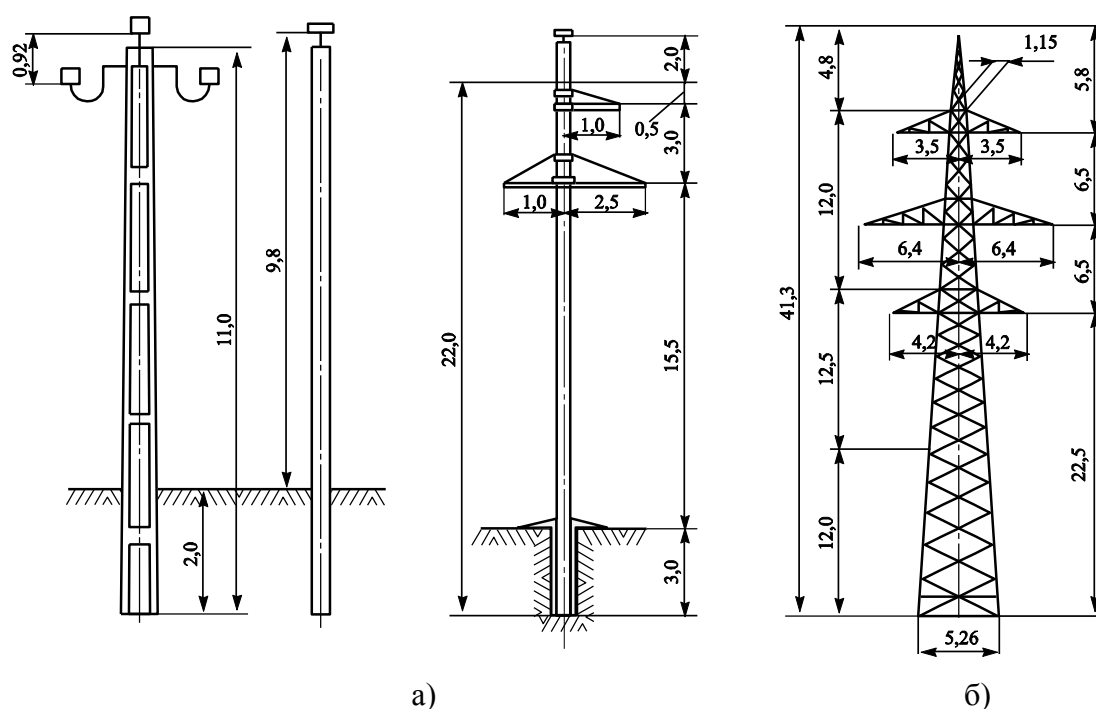


Рис. 51.14. Конструкции промежуточных опор:
а – железобетонные; б – металлические

Деревянные опоры изготавливаются из пропитанной антисептиком древесины хвойных деревьев. Применяются, в основном, на

ВЛ напряжением не выше 10 кВ там, где это экономически целесообразно. Железобетонные опоры представляют собой армированные стойки из вибрированного или центрифугированного железобетона, к которым крепятся металлические траверсы. Такие опоры применяют на линиях напряжением 0,38–220 кВ. Срок их службы в среднем в два раза выше, чем деревянных опор. Высота подвески провода на опоре ограничена высотой железобетонной стойки, определяемой условиями ее изготовления и транспортировки. Железобетонные опоры нашли самое широкое применение.

Металлические опоры, как наиболее дорогостоящие, применяют в случаях, когда указанные выше типы опор не могут быть использованы из-за недостаточной высоты подвески провода или недопустимых механических нагрузок. Они незаменимы при пересечении воздушной линией инженерных сооружений, поскольку увеличение высоты подвеса провода на опоре достигается применением подставок, высота которых может быть значительной. Опоры устанавливаются на железобетонные фундаменты. Один километр линии на металлических опорах в 1,2–1,6 раза дороже, чем линии на железобетонных опорах. На промежуточных опорах провода крепятся в зависимости от класса напряжения на штыревых изоляторах или с помощью поддерживающих гирлянд изоляторов.

Анкерная опора является более прочной конструкцией по сравнению с промежуточной. Она рассчитана на одностороннее тяжение при обрыве одного или нескольких проводов в пролете и выполняется А-образной. На относительно прямых участках трассы с углами ее поворота менее 30° через каждые 3–5 км устанавливают анкерные опоры для предотвращения разрушения большого участка линии и исходя из удобства монтажа. Анкерно-угловые опоры сооружаются в местах поворота трассы ВЛ на углы более 30° . Они выполняют функции анкерных опор и, кроме того, выдерживают тяжения, возникающие как равнодействующие тяжений проводов, расположенных под углом. Эти опоры также имеют А-образную, но более прочную конструкцию. Если опора деревянная, на ней устанавливается подкос, воспринимающий усилия равнодействующей тяжений.

Концевые опоры предназначены для установки на концах линии. Они являются опорами анкерного типа и рассчитаны на одностороннее тяжение в нормальном режиме ее работы.

Ответвительные опоры устанавливают в местах ответвления

линии от основной. Они могут быть железобетонными и металлическими. Для выполнения ответвления к стойке опоры в направлении ответвления (перпендикулярно направлению основной линии) крепятся дополнительные траверсы.

На опорах анкерного типа провода крепятся с помощью натяжных гирлянд изоляторов.

Изоляторы предназначены для крепления проводов к траверсам опор с целью изоляции металлического провода от конструкции опоры. Материал изоляторов – фарфор и керамическое стекло. В зависимости от способа крепления изоляторы делятся на штыревые и подвесные (рис. 51.15).

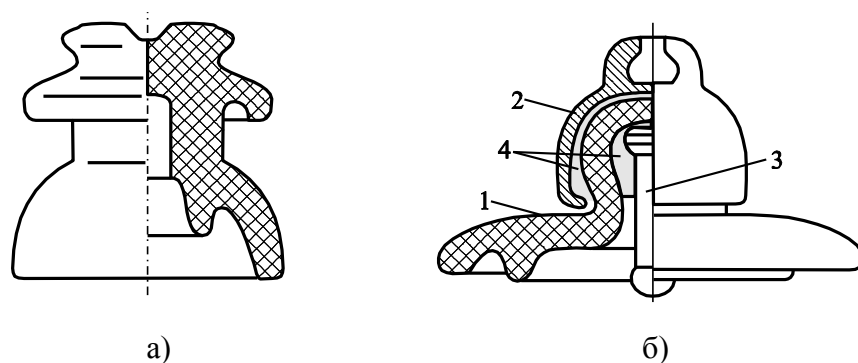


Рис. 51.15. Типы изоляторов: а – штыревой; б – подвесной.
1 – фарфоровая (стеклянная) тарелка; 2 – колокол из ковкого чугуна;
3 – стержень стальной; 4 – армировка цементная

Штыревой изолятор крепится к опоре штырем или крюком. На прямых участках трассы провод укладывается на его головке, а при поворотах трассы крепится к его шейке. Штыревые изоляторы применяют, как правило, на линиях номинального напряжения не выше 10 кВ. Подвесные изоляторы применяют на линиях с номинальным напряжением 6 кВ и выше. Из шарнирно соединенных изоляторов составляется гирлянда. В поддерживающих гирляндах изоляторов на промежуточных опорах число изоляторов определяется механической нагрузкой, номинальным напряжением линии и гарантированной прочностью изолятора. На ВЛ 6...10 кВ достаточно одного изолятора, на ВЛ 110 кВ их должно быть 6–7. В натяжных гирляндах опор анкерного типа количество изоляторов определяется механическим расчетом и гарантированной прочностью изолятора.

- **Кабельные линии**

Кабельные линии широко используются в городах и на промышленных предприятиях, где применение воздушных линий не-

возможно по эстетическим или экологическим соображениям или нецелесообразно экономически. Кабельные вставки применяются на ВЛ при пересечении ею инженерных коммуникаций, других ВЛ, водоемов. Силовые кабели изготавливаются на номинальные напряжения до 500 кВ с числом токопроводящих жил от одной до пяти. Токопроводящие жилы кабелей изготавливают из алюминия или меди. Как и в случае воздушных линий, кабели с медными жилами применяются значительно реже, чем кабели с алюминиевыми жилами. Диапазон сечений жил трехфазных кабелей находится в пределах от 16 до 240 мм².

Жилы бывают однопроволочные и многопроволочные. Однопроволочные проще в изготовлении, требуют меньшего расхода металла, следовательно, экономически выгоднее, но обладают меньшей гибкостью, что неудобно при монтаже. Каждая жила имеет изоляцию (фазная изоляция). Материал изоляции – бумага, пропитанная вязким маслोकанифольным составом, или пластмасса. Значительно реже применяются кабели с резиновой изоляцией. Толщина фазной бумажной изоляции кабеля напряжением 10 кВ $\Delta_{из} = 2,7$ мм. На вертикальных и крутонаклонных участках трассы применяются кабели с бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом, или с пластмассовой изоляцией. В качестве примера на рис. 51.16 показаны принципиальные схемы конструкций силовых кабелей напряжением до 10 кВ включительно.

Пластмассовая изоляция изготавливается из поливинилхлорида или полиэтилена различных видов. В последние годы кабели с пластмассовой изоляцией получили широкое распространение.

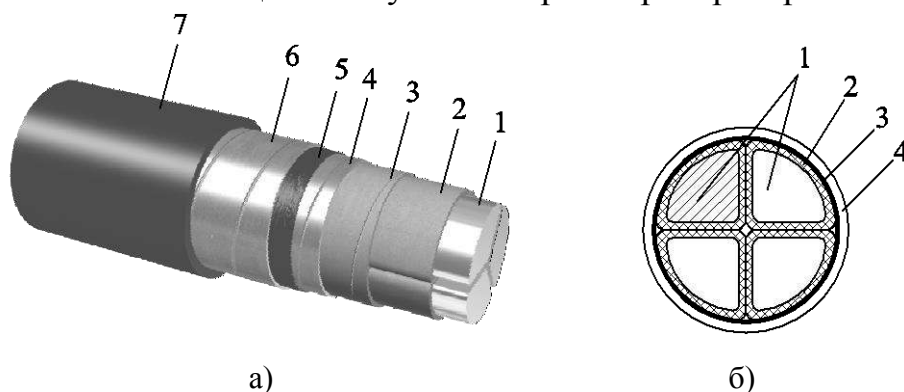


Рис. 51.16. Конструкции силовых кабелей напряжением до 10 кВ: а – трехжильный кабель напряжением 10 кВ. 1 – жила; 2 – фазная изоляция; 3 – поясная изоляция; 4 – металлическая оболочка; 5 – защитные и упрочняющие покрытия; 6 – броня из двух стальных лент; 7 – наружный защитный покров; б – четырехжильный кабель с пластмассовой изоляцией на напряжение 1 кВ. 1 – жила; 2 – фазная изоляция; 3 – поясная изоляция; 4 – защитная оболочка

На изолированные жилы накладывается общая поясная изоляция той же структуры, что и фазная. Пространство между жилами заполняется бумажными (из корда) жгутами. На поясную изоляцию надевают металлическую оболочку. Ее назначение – не допустить проникновения влаги в изоляцию и защитить ее от повреждений. Материал оболочки – алюминий или свинец. Толщина ее $\Delta_{об} = 1,4 \dots 2,8$ мм. Кабели со свинцовой оболочкой применяются, в основном, в грунтах с высокой коррозионной активностью, поскольку свинец более стоек к почвенной коррозии. Во избежание повреждения алюминиевой оболочки стальной броней между ними прокладываются поливинилхлоридные ленты. Для защиты оболочки от механических повреждений поверх нее укладывают броню из двух стальных лент толщиной 0,3 мм. Кабели с такой броней используются при отсутствии значительных растягивающих усилий в грунте или при прокладке их в воздушной среде. При наличии же таких усилий применяются кабели с броней из плоских проволок толщиной 1,5...1,7 мм. Для защиты металлической брони от почвенной коррозии поверх нее накладывается антикоррозионное покрытие из пропитанной битумом кабельной пряжи. Кабель с пластмассовой изоляцией может иметь металлическую или пластмассовую оболочку, изготавливаться с броней или без нее.

Наиболее эффективным и дешевым способом прокладки кабелей является прокладка их в кабельной траншее (рис. 51.17а). При пересечении с инженерными коммуникациями (шоссе, железные дороги и т.д.) кабели прокладывают в трубах или блоках. При большом количестве кабелей, идущих в одном направлении, их прокладывают в каналах, туннелях или эстакадах (рис. 51.17б).

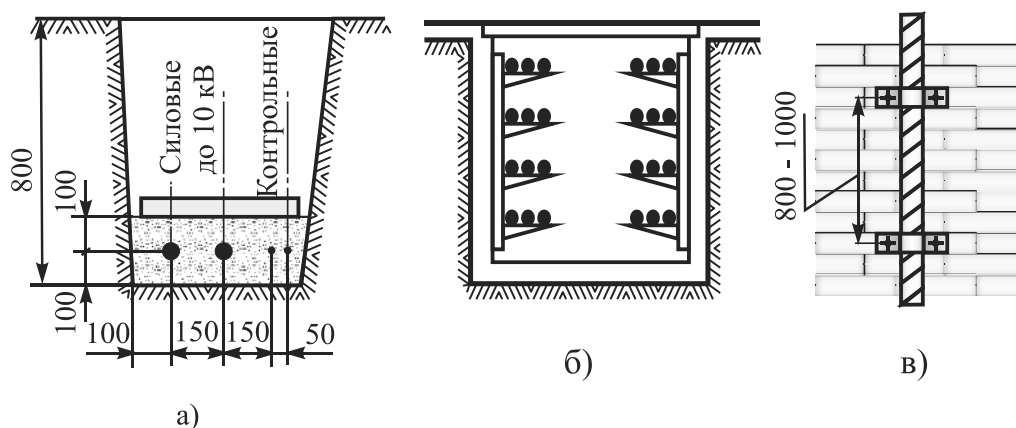


Рис. 51.17. Примеры способов прокладки кабелей:
 а – кабельная траншея; б – кабельный канал; в – по стене на скобах

Внутри помещений при открытой прокладке кабеля укладывают на конструкциях с креплением на кабельных полках, лотках или скобах (рис. 51.17в).

На промышленных предприятиях в крупных цехах с линейным расположением оборудования магистральная внутрицеховая сеть выполняется шинопроводами низкого напряжения – конструкцией, в которой шины трех фаз и нулевая заключены в общий металлический кожух.

• Подстанции

Все множество подстанций, которые используются в СЭС различных объектов, принято делить на следующие группы:

- узловые распределительные подстанции (УРП). Они предназначены для распределения электрической энергии на напряжении 110...500 кВ, используются на особо крупных предприятиях и в энергосистемах;

- главные понизительная подстанции (ГПП), предназначенные для понижения напряжения, например, до уровня напряжения внутризаводского электроснабжения. Устанавливаются на средних и крупных предприятиях, городах и поселках;

- подстанции глубокого ввода (ПГВ), назначение которых аналогичное ГПП. Используются на предприятиях с большой территорией, где отдельные крупные потребители расположены на достаточно большом расстоянии друг от друга. Отличительными особенностями ПГВ является использование в них упрощенных схем коммутации и комплектного оборудования на стороне высшего напряжения;

- центральные распределительные подстанции 6, 10 кВ (ЦРП) и промежуточные (РУ, РП), предназначенные для распределения электроэнергии без понижения напряжения в городских и поселковых сетях, а также в сетях внутризаводского электроснабжения. Промежуточные распределительные устройства устанавливаются на крупных и средних предприятиях, а также в городских и поселковых сетях. ЦРП находят применение на предприятиях с небольшой нагрузкой;

- цеховые (городские) трансформаторные подстанции (ТП), предназначенные для понижения напряжения до уровня 380...660 В;

- электротехнологические подстанции;

- преобразовательные, тяговые подстанции и подстанции другого назначения.

Цеховые трансформаторные подстанции по конструктивному исполнению делятся на комплектные и сборные, а по месту расположения – на внутрисяющие, встроенные, пристроенные и отдельные.

В общем случае трансформаторные подстанции состоят из высоковольтного и низковольтного распределительных устройств и трансформаторов. Распределительные устройства высшего напряжения ГПП, как правило, выполняются открытыми, а низшего напряжения – закрытыми. Часто их называют сокращенно ОРУ и ЗРУ соответственно с указанием напряжения, например, ОРУ – 110 кВ и ЗРУ – 10 кВ. Следует отметить, что распределительные устройства низшего напряжения ГПП с целью их удешевления иногда выполняют открытыми. При этом коммутационная и измерительная аппаратура устанавливается в комплектных ячейках наружной установки типа КРУН. В ЗРУ напряжением 6...35 кВ указанные аппараты размещаются в комплектных стационарных ячейках одностороннего обслуживания типа КСО или в комплектных ячейках с выкатными тележками типа КРУ. При условии существенного загрязнения окружающей среды, а также отсутствии необходимых площадей для строительства ОРУ вместо открытых распределительных устройств сооружаются закрытые распределительные устройства. В особо стесненных условиях распределительные устройства высшего напряжения подстанций выполняются с элегазовой изоляцией, что позволяет практически наполовину уменьшить площади, занимаемые подстанциями.

Подстанции 10/0,38 кВ с трансформаторами мощностью до 160 кВ·А применяют, в основном, в сельской местности, и устанавливают открыто на опорах, либо на земле за ограждением. Подстанции, устанавливаемые на опорах, иногда называют мачтовыми. В городских распределительных сетях применяются подстанции закрытого типа одно и двухтрансформаторные с мощностью трансформаторов 250...1000 кВ·А. Это, в основном, подстанции типа КТПБ – блочные, комплектные, имеющие здание из бетонных блоков (рис. 51.18), строительство которых ведется индустриальным методом в сжатые сроки.

Распределительные устройства высокого напряжения таких подстанций выполняются на разъединителях или выключателях нагрузки с предохранителями. На стороне низкого напряжения

двухтрансформаторных подстанций предусматриваются устройства

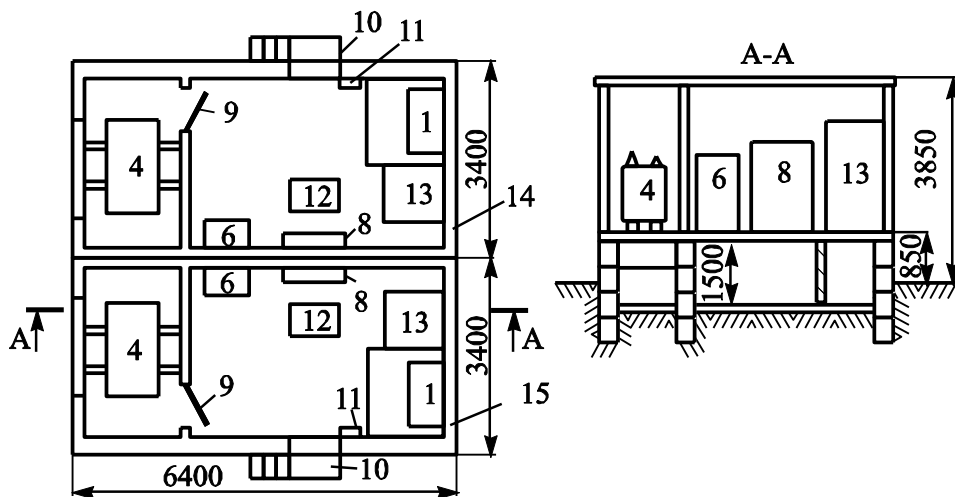
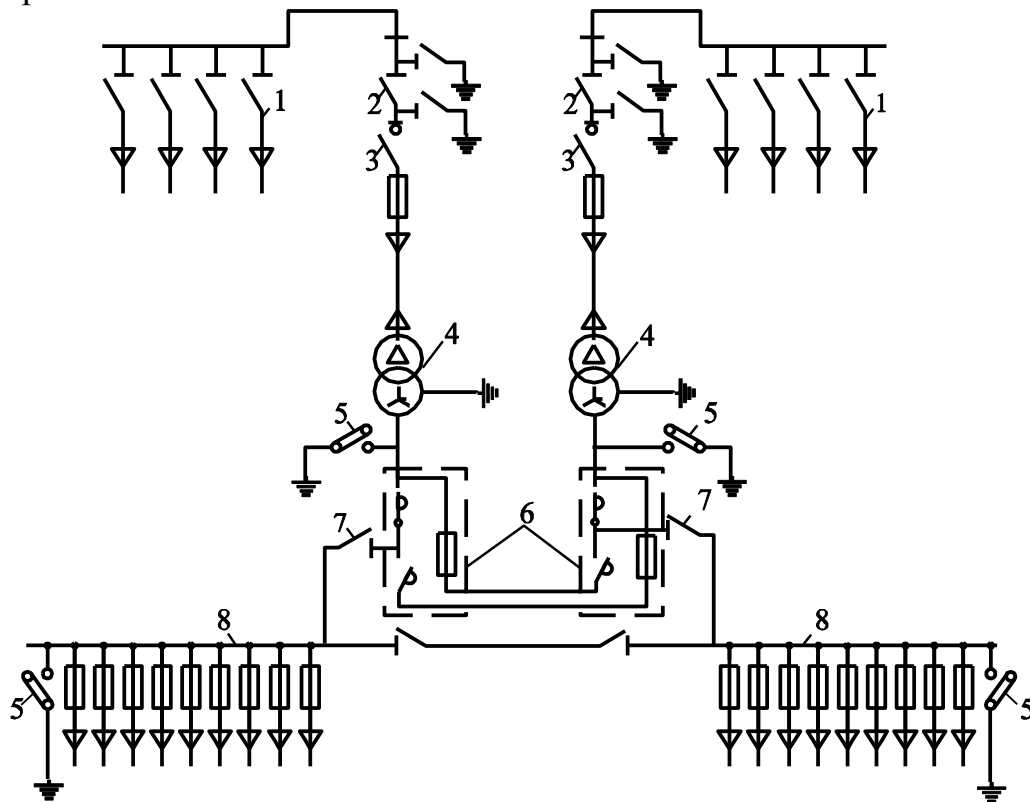


Рис. 51.18. Подстанция типа КТПБ: а – схема; б – план. 1 – сборки 6, 10 кВ; 2 – разъединитель; 3 – выключатель нагрузки; 4 – силовые трансформаторы; 5 – накладки для заземления; 6 – контакторные станции; 7 – рубильник; 8 – сборки с предохранителями и отходящими кабелями до 1 кВ; 9 – сетчатые двери; 10 – лестница; 11 – щиток собственных нужд; 12 – люк; 13 – камера распределительного устройства высокого напряжения; 14, 15 – железобетонные блоки

автоматического резервирования секций (АВР). При пропадании напряжения на одной из секций низкого напряжения срабатывает АВР, и питание потребителей восстанавливается. При этом неповрежденная сеть отделяется от места повреждения соответствующим коммутационным аппаратом – автоматическим выключателем или контактором. На промышленных предприятиях широко применяются комплектные подстанции (собираются крупными блоками на заводе-изготовителе) с трансформаторами мощностью 250...2500 кВ·А. Они устанавливаются в закрытых помещениях вдоль внешних стен цехов (встроенные) или за сеточным ограждением (внутрицеховые).

На главных понизительных подстанциях устанавливаются трансформаторы с масляным охлаждением, двух- или трехобмоточные. Начиная с мощности 25 МВ·А, двухобмоточные трансформаторы обычно выполняются с расщепленными обмотками.

В последнее время находят применение трансформаторы с форсированной системой охлаждения. Отличительной особенностью их является то, что в них кроме стандартной системы охлаждения Д (естественная циркуляция масла и принудительная циркуляция воздуха) предусмотрено принудительное движение масла в охлаждающих каналах активной части трансформатора и радиаторах (система охлаждения НДЦ). Условные буквенно-цифровые обозначения таких трансформаторов, например, с высшим напряжением 110 кВ и проектной мощностью 25 МВ·А имеют вид:

ТНДЦН – $\frac{40}{25}/110$, ТРНДЦН – $\frac{40}{25}/110$, где первая буква «Н» ука-

зывает на наличие форсированной системы охлаждения. В числителе указывается номинальная мощность трансформатора при работе с форсированной системой охлаждения, а в знаменателе – проектная мощность. Как видно из сказанного, включение такой системы охлаждения позволяет увеличить мощность трансформатора на одну ступень.

Следует отметить, что форсированную систему охлаждения целесообразно использовать в основном при плановых отключениях и в послеаварийных режимах, когда часть трансформаторов подстанции отключены, а оставшиеся работают с повышенной нагрузкой. Длительная работа с нагрузкой, превышающей проектную мощность трансформатора, экономически не выгодна из-за возрастания нагрузочных потерь.

Обычные силовые трансформаторы допускают определенное число динамических ударных нагрузок в течение суток (табл. 51.1).

При условии превышения числа ударных толчков нагрузки значений, приведенных в табл. 51.1, следует увеличивать мощность силовых трансформаторов, либо ставить специальные трансформаторы с повышенной электродинамической стойкостью. Последнее решение является более экономичным. Условные буквенно-цифровые обозначения таких трансформаторов, например, с высшим напряжением 110 кВ и проектной мощностью 63 МВ·А имеют вид: ТРДНМ – $\frac{63}{100}/110$, где буква «М» указывает на то, что данный трансформатор имеет повышенную электродинамическую стойкость. В знаменателе дроби указывается пиковая мощность, которую многократно выдерживают трансформаторы.

Таблица 51.1

Допустимые кратности ударных нагрузок силовых трансформаторов

Число ударных толчков тока в сутки	Допустимая кратность толчков нагрузки при мощности трансформатора	
	25 МВ·А	32...100 МВ·А
До 3-х включительно	4	2
От 3 до 40	2	1,3
От 40 до 1000	1,3	1,1

В цеховых ТП применяются масляные трансформаторы типов ТМ и ТМЗ, а в пожароопасных помещениях – трансформаторы с естественным воздушным охлаждением и закрытый кожухом типа ТСЗ или с литой изоляцией типа ТСЗЛ. Иногда в пожароопасных помещениях применяют трансформаторы с негорючим заполнением типа ТНЗ. В этих трансформаторах в качестве охлаждающего агента используется совтол, являющийся токсичной жидкостью, опасной для живых организмов.

51.3. Схемы замещения элементов сетей и определение их параметров

При расчетах режимных параметров сетей в первую очередь составляются схемы замещения и определяются их параметры. При этом магнитные связи заменяются электрическими.

В зависимости от рассматриваемого режима источники (синхронные генераторы) в схемы замещения вводятся с соответствующими значениями ЭДС и сопротивлений. Так при рассмотрении установившихся режимов синхронные генераторы и компенсаторы вводятся в схемы замещения ЭДС холостого хода E_{q0} и синхронной реактивностью по продольной оси X_d (рис. 51.19).

Значения синхронных реактивностей по продольной оси машин приводятся в справочниках, а величина ЭДС холостого хода, которая при заданной нагрузке обеспечивает необходимый уровень напряжения $U_{г0}$ на зажимах генератора, определяется по выражению

$$E_{q0} = \sqrt{(U_{г0} \cos \varphi_0)^2 + (U_{г0} \sin \varphi_0 + I_0 X_d)^2}, \quad (51.1)$$

где φ_0 – угол между векторами напряжения $\underline{U}_{г0}$ и тока \underline{I}_0 , который находится по формуле $\varphi_0 = \arctg(Q_{\text{наг}} / P_{\text{наг}})$.

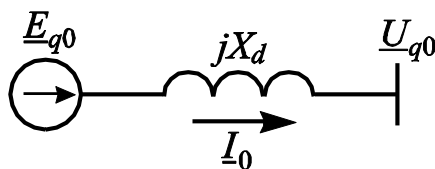


Рис. 51.19. Схема замещения синхронной машины

При расчетах начальных значений токов коротких замыканий синхронные машины вводятся в схемы замещений начальными значениями сверхпереходных ЭДС $E''_{q/0/}$ и сверхпереходными реактивностями по продольной оси

X''_d . Численные значения последних приводятся в справочниках. Величину начального значения сверхпереходной ЭДС $E''_{q/0/}$ можно найти по формуле (51.1), подставив вместо X_d значение X''_d .

Все остальные элементы СЭС при расчетах установившихся режимов вводятся в схемы замещений в виде пассивных элементов, т.е. своими активными и реактивными сопротивлениями и проводимостями.

В общем случае кабельные и воздушные линии, а также токопроводы в схемах замещений часто представляют в виде П-образных четырехполюсников (рис. 51.20).

Активные проводимости $G_{\text{л}}$, изображенные на схеме, обусловлены несовершенством изоляции фаз, а емкостные $B_{\text{л}}$ тем, что фазный провод и земля (оболочка кабеля) представляют собой обкладки конденсатора.

Численные значения элементов схемы замещения определяют по формулам

$$X_{\text{л}} = X_{\text{уд}} l; R_{\text{л}} = R_{\text{уд}} l; B_{\text{л}} = B_{\text{уд}} l; G_{\text{л}} = G_{\text{уд}} l,$$

где $R_{уд}$ и $X_{уд}$ – удельные активная и реактивная сопротивления линии, Ом/км; $G_{уд}$ и $B_{уд}$ – удельные активная и емкостная проводимости линии, 1/Ом · км; l – длина линии, км.

Значения удельных сопротивлений и проводимостей приводятся в справочной литературе в зависимости от материала проводника и конструктивных параметров линии.

Отметим, что при расчетах установившихся режимов активными проводимостями, как правило, пренебрегают. Также поступают и с емкостными проводимостями воздушных линий напряжением до 110 кВ и кабельных линий напряжением до 35 кВ включительно.

Одним из распространенных элементов сетей являются силовые трансформаторы. Как уже

отмечалось выше, чаще всего в СЭС используются двухобмоточные трансформаторы и реже трехобмоточные. На рис. 51.21 представлена наиболее часто используемая Т-образная схема замещения двухобмоточного трансформатора.

Отметим, что параметры элементов схем замещения трансформаторов приводятся к одному из его уровней напряжения (в нашем случае к уровню напряжения первичной обмотки). При составлении общей схемы замещения СЭС они могут быть приведены к любому другому уровню напряжения.

Численные значения параметров схем замещения трансформаторов вычисляются через паспортные данные. Для нахождения активного R_μ и реактивного X_μ сопротивлений контура намагничивания используются данные, полученные в опыте холостого хода. Ак-

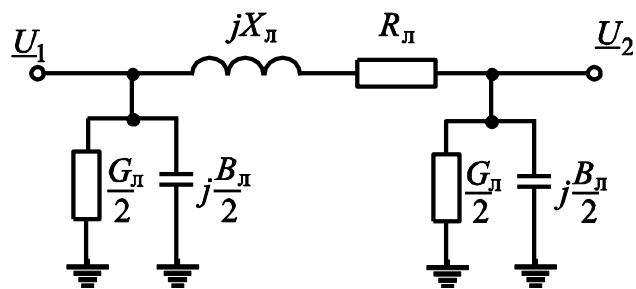


Рис. 51.20. Схема замещения воздушных и кабельных линий

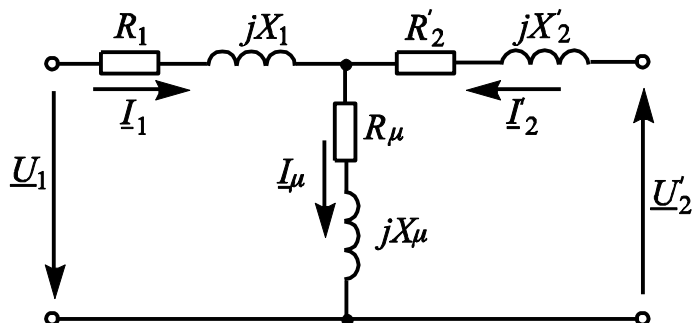


Рис. 51.21. Схема замещения двухобмоточного трансформатора

тивные и реактивные сопротивления обмоток определяются данными опыта короткого замыкания, и находятся по формулам

$$R_1 \approx R'_2 = \frac{P_{кз}}{2} \frac{U_{1ном}^2}{S_{т.ном}^2}; \quad X_1 \approx X'_2 = \frac{1}{2} \sqrt{\left(\frac{U_{к\%}}{100\%} \frac{U_{1ном}^2}{S_{т.ном}} \right) - (2R_1)^2},$$

после чего определяются сопротивления контура намагничивания

$$R_\mu = R_{xx} - R_1; \quad X_\mu = X_{xx} - X_1,$$

где R_{xx} и X_{xx} – активное и индуктивное сопротивления трансформатора при работе его на холостом ходу.

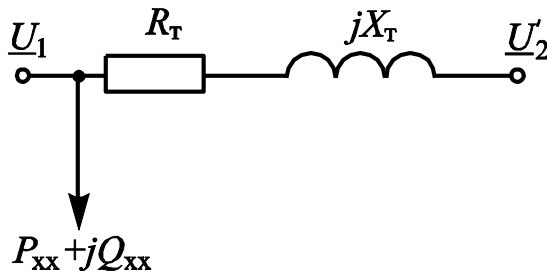
Значения сопротивлений R_{xx} и X_{xx} находятся по следующим выражениям

$$R_{xx} = Z_{xx} \cos \varphi_{\text{оо}}; \quad X_{xx} = Z_{xx} \sin \varphi_{\text{оо}},$$

$$\text{где } Z_{xx} = \frac{U_{1ном}}{\sqrt{3} I_{xx}} = \frac{U_{1ном}^2}{S_{т.ном}} \frac{100\%}{I_{xx}\%}; \quad \varphi_{xx} = \arccos \frac{P_{xx}}{S_{xx}} = \arccos \frac{P_{xx}}{S_{т.ном}} \frac{100\%}{I_{xx}\%}.$$

В приведенных выше выражениях: P_{xx} и $P_{кз}$ – значения активных мощностей, потребляемых трансформатором соответственно в опытах холостого хода и короткого замыкания, МВт; $I_{xx}\%$ – значение тока холостого хода в процентах от номинального; $U_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания в процентах от номинального; $U_{1ном}$ – номинальное напряжение со стороны первичной обмотки, кВ; $S_{т.ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А. Отметим, что указанные выше параметры трансформаторов приводятся в справочниках и на паспортных табличках.

Следует отметить, что при инженерных расчетах, не требующих высокой точности, сопротивления контуров намагничивания в схемы замещения не вносят, т.е. принимают их равными бесконечности. Это позволяет существенно упростить расчеты, хотя и вносит незначительные погрешности в результаты расчетов. Схема замещения двухобмоточного трансформатора в указанном случае принимает вид, показанный на рис. 51.22. Численные значения ее



параметров, приведенные, например, к уровню напряжения первичной обмотки, определяют по формулам

$$R_T = \frac{P_{кз}}{S_{т.ном}^2} U_{1ном}^2;$$

Рис. 51.22. Упрощенная схема замещения двухобмоточного трансформатора

$$X_T = \sqrt{\left(\frac{U_K \%}{100 \%} \frac{U_{\text{IHOМ}}^2}{S_{\text{T.HOM}}} \right)^2 - R_T^2}.$$

В СЭС широко применяются двухобмоточные трансформаторы с расщепленными на две части обмотками низшего напряжения, схема замещения которых представлена на рис. 51.23.

Численные значения параметров схемы замещения определяются по следующим формулам:

$$R_1 = \frac{P_{\text{кз}}}{2} \frac{U_{\text{IHOМ}}^2}{S_{\text{T.HOM}}^2}; \quad R'_{21} = R'_{22} = P_{\text{кз}} \frac{U_{\text{IHOМ}}^2}{S_{\text{T.HOM}}^2};$$

$$X_1 = X_{\text{BH}} \left(1 - \frac{K_p}{4} \right); \quad X'_{21} = X'_{22} = X_{\text{BH}} \frac{K_p}{2},$$

где K_p – коэффициент расщепления обмоток; X_{BH} – сквозное индуктивное сопротивление трансформатора, Ом.

Значение коэффициента расщепления приводится в справочной литературе, либо определяется по формуле

$$K_p = U_{\text{к(НН1-НН2)}} / U_{\text{кВH}},$$

где $U_{\text{к(НН1-НН2)}}$ – напряжение короткого замыкания между ветвями обмотки низшего напряжения (измеряется при разомкнутой обмотке высшего напряжения), %; $U_{\text{кВH}}$ – напряжение короткого замыкания между обмоткой высшего напряжения и параллельно соединенными ветвями обмотки низшего напряжений, %.

Сквозное индуктивное сопротивление определяется по выражению

$$X_{\text{BH}} = \sqrt{\left(\frac{U_{\text{кВH}} \%}{100 \%} \frac{U_{\text{IHOМ}}^2}{S_{\text{T.HOM}}} \right)^2 - \left(P_{\text{кз}} \frac{U_{\text{IHOМ}}^2}{S_{\text{T.HOM}}^2} \right)^2}.$$

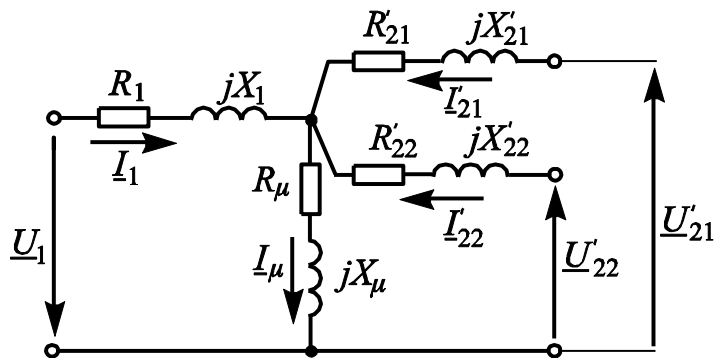


Рис. 51.23. Схема замещения трансформатора с расщепленными обмотками

Для силовых трансформаторов, используемых в СЭС, второе слагаемое под знаком корня намного меньше первого. Поэтому часто принимают

$$X_{\text{ВН}} \approx \frac{U_{\text{кВН}} \%}{100 \%} \frac{U_{\text{Iном}}^2}{S_{\text{Т.ном}}},$$

что упрощает расчеты.

Активное и индуктивное сопротивления контура намагничивания вычисляются по вышеприведенным формулам для двухобмоточных трансформаторов с нерасщепленными обмотками.

Схемы замещения автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов (рис. 51.24) по своей структуре аналогичны схемам замещения трансформаторов с расщепленными обмотками.

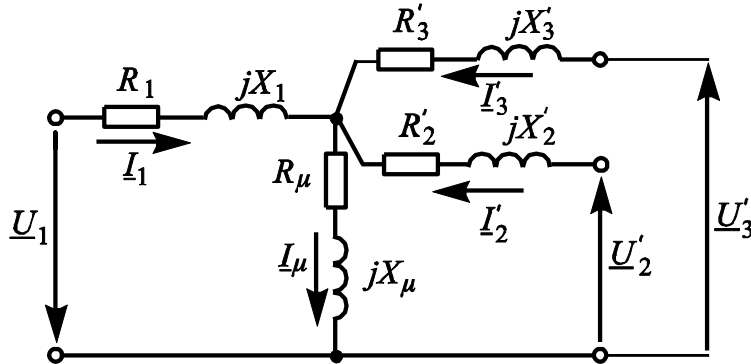


Рис. 51.24. Схема замещения трехобмоточного трансформатора

Первичная обмотка трехобмоточных трансформаторов, как правило, рассчитывается на номинальную мощность, а обмотки среднего и низшего напряжений – на номинальную, либо одна из них на меньшую мощность. В общем случае численные значения параметров схемы замещения определяются по формулам:

$$R_1 = P_{\text{кзВ}} \frac{U_{\text{IНОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2}; \quad R'_2 = P_{\text{кзС}} \frac{U_{\text{IНОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2}; \quad R'_3 = P_{\text{кзН}} \frac{U_{\text{IНОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2};$$

$$X_1 = \frac{U_{\text{кВ}} \%}{100\%} \frac{U_{\text{IНОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2}; \quad X'_2 = \frac{U_{\text{кС}} \%}{100\%} \frac{U_{\text{IНОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2}; \quad X'_3 = \frac{U_{\text{кН}} \%}{100\%} \frac{U_{\text{IНОМ}}^2}{S_{\text{Т.НОМ}}^2},$$

где $P_{\text{кзВ}}$, $P_{\text{кзС}}$, $P_{\text{кзН}}$ – потери активной мощности соответственно в обмотках высшего, среднего и низшего напряжений, получаемые по данным опытов коротких замыканий, МВт; $U_{\text{кВ}}$, $U_{\text{кС}}$, $U_{\text{кН}}$ – потери напряжения в указанных обмотках, получаемые по данным тех же опытов, %.

Значения указанных величин находятся по выражениям

$$\begin{aligned} P_{\text{кзВ}} &= 0,5(P_{\text{кзВ-Н}} + P_{\text{кзВ-С}} - P_{\text{кзС-Н}}); \\ P_{\text{кзС}} &= 0,5(P_{\text{кзВ-С}} + P_{\text{кзС-Н}} - P_{\text{кзВ-Н}}); \\ P_{\text{кзН}} &= 0,5(P_{\text{кзВ-Н}} + P_{\text{кзС-Н}} - P_{\text{кзВ-С}}); \\ \left. \begin{aligned} U_{\text{кВ}} &= 0,5(U_{\text{кВ-Н}} + U_{\text{кВ-С}} - U_{\text{кС-Н}}); \\ U_{\text{кС}} &= 0,5(U_{\text{кВ-С}} + U_{\text{кС-Н}} - U_{\text{кВ-Н}}); \\ U_{\text{кН}} &= 0,5(U_{\text{кВ-Н}} + U_{\text{кС-Н}} - U_{\text{кВ-С}}); \end{aligned} \right\} \quad (51.2) \end{aligned}$$

где $U_{\text{кВ-Н}}$, $U_{\text{кС-Н}}$, $U_{\text{кВ-С}}$ – напряжения короткого замыкания соответ-

ствующих пар обмоток, %; $P_{кзВ-Н}$, $P_{кзС-Н}$, $P_{кзВ-С}$ – потери активной мощности, наблюдаемые в опытах короткого замыкания соответствующих пар обмоток, МВт.

В системах электроснабжения с целью ограничения токов коротких замыканий часто используются одинарные и сдвоенные токоограничивающие реакторы, схемы замещения которых приведены на рис. 51.25.

Индуктивное сопротивление луча со стороны среднего зажима сдвоенного реактора, обращенного в сторону источника энергии, определяется по формуле

$$X_c = -K_{св} X_p,$$

где $K_{св}$ – коэффициент связи между ветвями реактора; X_p – номинальное индуктивное сопротивление реактора (т.е. сопротивление одной ветви при отсутствии тока в другой ветви).

Указанные выше параметры реакторов приводятся в справочниках. Индуктивные сопротивления двух других ветвей схемы замещения одинаковы и определяются по формуле

$$X_1 = X_2 = (1 + K_{св}) X_p.$$

Активные сопротивления фазы одинарных реакторов, Ом, рассчитываются по выражению

$$R_\delta = \frac{\Delta P}{I_{н\delta}^2} 10^3,$$

где ΔP – номинальные потери активной мощности на фазу реактора, кВт; $I_{н\delta}$ – номинальный ток реактора, А.

Активные сопротивления ветвей сдвоенных реакторов одинаковы и определяются по формуле

$$R_p = \frac{\Delta P}{2 I_{ном}^2} 10^3.$$

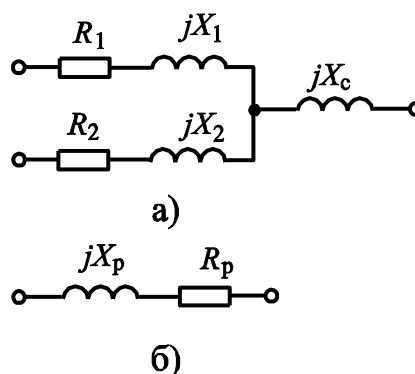


Рис. 51.25. Схемы замещения токоограничивающих реакторов: а – сдвоенных; б – одинарных

51.4. Расчеты режимных параметров сетей

Системы электроснабжения должны нормально функционировать во всех возможных ее режимах в объеме, предусмотренном для каждого из них. В СЭС принято различать следующие основные режимы: нормальный, аварийный и послеаварийный.

В нормальном режиме СЭС должны обеспечивать оптимальные эксплуатационные показатели. По параметрам этого режима производится выбор всех токоведущих элементов СЭС и коммутационные аппараты.

Аварийными являются неполнофазные режимы (обрывы одной или двух фаз), короткие замыкания и однофазные замыкания на землю в сетях с изолированными нейтралями. В этих режимах СЭС должны устойчиво работать в течение времени, необходимого для срабатывания средств защиты. Кроме того, СЭС должны быть устойчивы к атмосферным и коммутационным перенапряжениям.

В послеаварийных режимах СЭС должны обеспечивать функционирование основных производств путем возложения на оставшиеся в работе элементы СЭС дополнительных функций по обеспечению электрической энергией электроприемников указанных производств. Для этого в СЭС предусматриваются резервные переключки, и используются все внутренние резервы для получения активной и реактивной энергии.

51.4.1. Потери и падение напряжения

Потери и падение напряжения являются одними из важнейших режимных параметров сетей. Они используются при расчетах допустимых отклонений напряжения, выборе сечения проводников в сетях до 35 кВ, а также выборе средств регулирования напряжения.

В трехфазной линии переменного тока падение и потери напряжения нагляднее всего можно представить, используя векторную диаграмму, построенную для одной фазы простейшей передачи (рис. 51.26) с активно-индуктивной нагрузкой в ее конце.

Векторную разность между напряжениями начала и конца линии $\underline{U}_{\phi 1} - \underline{U}_{\phi 2} = \underline{I} \underline{Z}$ называют падением напряжения, а их алгебраическую разность – потерей напряжения (на векторной диаграмме – отрезок ae). Проекцию вектора падения напряжения на направление вектора напряжения $\underline{U}_{\phi 2}$ называют продольной составляющей (отрезок ad) падения напряжения и обозначают $\Delta \underline{U}_{\phi}$, а проекцию на ось, перпендикулярную $\underline{U}_{\phi 2}$ – поперечной составляющей и обозначают $\delta \underline{U}_{\phi}$. Из рис. 51.26 следует

$$\Delta U_{\phi} = ad = af + fd = af + bg = I R \cos \varphi + I X \sin \varphi ;$$

$$\delta U_{\phi} = cd = cg - dg = cg - fb = I X \cos \varphi - I R \sin \varphi .$$

В распределительных сетях поперечная составляющая падения напряжения незначительна, поэтому ее при расчетах, как правило,

не учитывают. С учетом сказанного за потерю напряжения принимают модуль продольной составляющей падения напряжения.

Линейная потеря напряжения

$$\Delta U = \sqrt{3}\Delta U_{\phi} = \sqrt{3}(IR\cos\varphi + IX\sin\varphi).$$

Умножим и разделим правую часть этого выражения на линейное напряжение $U_{\text{л}}$. В результате получим другую формулу для определения линейной потери напряжения

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3}IU_{\text{л}}R\cos\varphi + \sqrt{3}IU_{\text{л}}X\sin\varphi}{U_{\text{л}}} = \frac{PR + QX}{U_{\text{л}}}. \quad (51.3)$$

Аналогичным образом получим расчетное выражение для определения поперечной составляющей падения напряжения

$$\delta U = \frac{\sqrt{3}IU_{\text{л}}X\cos\varphi - \sqrt{3}IU_{\text{л}}R\sin\varphi}{U_{\text{л}}} = \frac{PX - QR}{U_{\text{л}}}. \quad (51.4)$$

Следует отметить, что в последних двух формулах напряжения и мощности должны приниматься либо для начала участка линии, либо для ее конца. Однако, с целью упрощения расчетов, напряжения в знаменателях этих выражений часто принимают равными номинальному значению линейного напряжения сети $U_{\text{ном}}$.

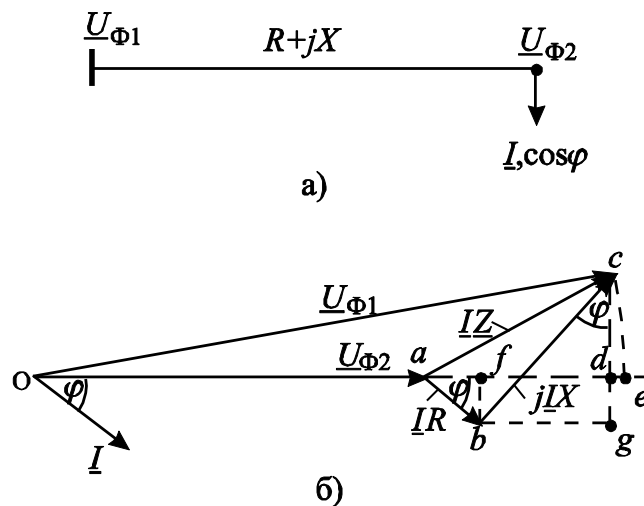


Рис. 51.26. Схема (а) и векторная диаграмма (б) простейшей передачи с нагрузкой в конце

В магистральных сетях (рис. 51.27) потери напряжения определяются путем суммирования ее составляющих на отдельных участках магистрали. В общем случае при числе участков магистрали равном n

$$\Delta U = \sum_{i=1}^n \frac{P_i R_i + Q_i X_i}{U_{\text{ном}}}.$$

В большинстве случаев все участки магистрали выполняются одним и тем же

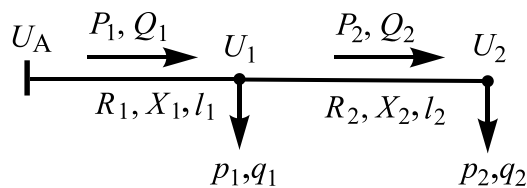


Рис. 51.27. Схема магистральной сети с двумя ответвлениями

сечением провода. При этом $R_i = R_{уд}l_i$ и $X_i = X_{уд}l_i$, с учетом чего последнее выражение можно записать в виде

$$\Delta U = \frac{1}{U_{ном}} \sum_{i=1}^n (P_i R_{уд} + Q_i X_{уд}) l_i, \quad (51.5)$$

$$\text{где } P_i = \sum_{j=i}^n p_j + \sum_{k=i+1}^n \Delta P_k; \quad Q_i = \sum_{j=i}^n q_j + \sum_{k=i+1}^n \Delta Q_k. \quad (51.6)$$

Потери активной и реактивной мощности на k -ом участке магистрали находятся по формулам

$$\Delta P_k = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_{ном}^2} R_k; \quad \Delta Q_k = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_{ном}^2} X_k.$$

51.4.2. Потери мощности и энергии в элементах сетей

При передаче электрической энергии от источников к потребителям определенная часть ее теряется в элементах сетей. В зависимости от числа ступеней трансформации, уровней напряжения сетей и расстояния между источниками и потребителями, потери энергии имеют различную величину. В целом они достигают 12–15 % от потребляемой энергии. Следовательно, для их покрытия по всей стране необходимы резервные мощности источников, сравнимые с мощностями отдельных электростанций. Поэтому в СЭС чрезвычайно важным является снижение потерь энергии как в процессе эксплуатации СЭС, так и на стадии их проектирования.

Потери мощности и энергии в элементах сетей, как правило, определяют расчетным путем. Рассмотрим эти параметры в каждом типовом элементе СЭС отдельно, и запишем расчетные формулы для их определения.

• Потери мощности и энергии в линиях электропередач

В кабельных и воздушных линиях напряжением до 35 кВ потери обуславливаются нагревом проводов при протекании по ним электрического тока. В воздушных линиях напряжением 110 и более кВ кроме потерь, обусловленных нагревом, имеют место потери на «корону» (явление стекания зарядов с поверхности провода в окружающий воздух, создающее свечение вокруг провода). От потерь на корону практически избавляются путем подбора сечения проводов. Так по условиям короны установлены минимальные сечения проводов при напряжении 110 кВ – 70 мм²; 220 кВ – 240 мм².

В трехфазной линии с сопротивлениями $X_{\text{л}}$ и $R_{\text{л}}$ и симметричной по фазам нагрузкой I потери активной и реактивной мощности определяются по формулам

$$\Delta P_{\text{л}} = 3I^2 R_{\text{л}} = 3 \left(\frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \right)^2 R_{\text{л}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{л}}; \quad (51.7)$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = 3I^2 X_{\text{л}} = 3 \left(\frac{S}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \right)^2 X_{\text{л}} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} X_{\text{л}}, \quad (51.8)$$

где S , P и Q – полная, активная и реактивная мощности, протекаемые по линии.

При проектировании СЭС потери активной энергии в линиях электропередач определяют с использованием получасовых расчетных нагрузок и числа часов максимальных потерь τ

$$\Delta W_{\text{аэ}} = \frac{P_{\text{р}}^2 + Q_{\text{р}}^2}{U_{\text{л}}^2} R_{\text{л}} \tau. \quad (51.9)$$

В действующих сетях потери энергии в линиях определяют по величине пропущенных через них за период наблюдения T активной $W_{\text{а}}$ и реактивной $W_{\text{р}}$ энергий

$$\Delta W_{\text{ал}} = 3I_{\text{ск}}^2 R_{\text{л}} T = 3 \left(\frac{S_{\text{ск}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} \right)^2 R_{\text{л}} T = \frac{P_{\text{ск}}^2 + Q_{\text{ск}}^2}{U_{\text{ном}}^2} R_{\text{л}} T. \quad (51.10)$$

С учетом того, что среднеквадратичные мощности, входящие в это выражение, можно представить через средние мощности и коэффициенты формы графиков активных и реактивных нагрузок

$$P_{\text{ск}} = K_{\text{фа}} P_{\text{с}} = K_{\text{фа}} W_{\text{а}} / T; \quad Q_{\text{ск}} = K_{\text{фр}} Q_{\text{с}} = K_{\text{фр}} W_{\text{р}} / T,$$

выражение (51.10) запишется в виде

$$\Delta W_{\text{ал}} = \frac{K_{\text{фа}}^2 W_{\text{а}}^2 + K_{\text{фр}}^2 W_{\text{р}}^2}{U_{\text{ном}}^2 T} R_{\text{л}}. \quad (51.11)$$

Следует отметить, что аналогичным образом могут быть определены и потери реактивной энергии. Для этого достаточно заменить в выражениях (51.9)–(51.11) активные сопротивления на индуктивные. Необходимость в определении потерь реактивной энергии, как правило, возникает при составлении балансов электрической энергии в узлах СЭС. Отметим также, что по указанным формулам могут быть рассчитаны потери мощности и энергии в токоограничивающих реакторах.

- **Потери мощности и энергии в трансформаторах**

Потери мощности в трансформаторах состоят из потерь мощности холостого хода и короткого замыкания. В свою очередь каждую из них принято делить на активные и реактивные составляющие.

Потери мощности и энергии в трансформаторах принято определять с использованием их паспортных параметров. Так, потери активной и реактивной мощности в двухобмоточных трансформаторах находятся по следующим формулам

$$\Delta P_0 = P_{xx} + k_{\text{зт}}^2 P_{\text{êç}}; \quad \Delta Q_0 = \frac{S_{\text{д.í.î}}}{100\%} \left(I_{xx} \% + k_{\text{зт}}^2 U_{\text{ê}} \% \right),$$

где $k_{\text{зт}}$ – коэффициент загрузки трансформатора равный отношению полной нагрузки трансформатора к его номинальной мощности.

При определении потерь реактивной мощности в двухобмоточных трансформаторах с расщепленными обмотками следует подставлять в соответствующее расчетное выражение напряжение короткого замыкания между обмотками высшего и низшего напряжений $U_{\text{квн}}$.

Потери энергии в двухобмоточных трансформаторах рассчитываются по формулам:

$$\Delta W_{\text{аò}} = P_{xx} T_{\text{д.а.а}} + k_{\text{зт}}^2 P_{\text{êç}} \tau;$$

$$\Delta W_{\text{дò}} = \frac{S_{\text{д.í.î}}}{100\%} \left(I_{xx} \% T_{\text{д.а.а}} + k_{\text{зт}}^2 U_{\text{ê}} \% \tau \right).$$

В этих выражениях $T_{\text{раб}}$ – продолжительность работы трансформатора за период наблюдения.

51.4.3. Короткие замыкания в электрических сетях систем электроснабжения

- **Общие сведения**

Коротким замыканием (КЗ) называют всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а также замыкание одной или нескольких фаз на землю в сетях с глухозаземленными нейтралями. Замыкание на землю одной из фаз в сетях с изолированными нейтралями или заземленными через специальные устройства, например высокоомный резистор или управляемую индуктивность, принято называть однофазным замыканием на землю (ОЗЗ).

Основными причинами возникновения КЗ являются нарушения электрической изоляции электрооборудования и перекрытие

токоведущих частей животными и птицами. Нарушение изоляции вызывается ее старением, перенапряжениями, недостаточно тщательным уходом за оборудованием или непосредственными механическими повреждениями, например, повреждение кабелей при проведении земляных работ.

Токи короткого замыкания (ТКЗ), даже при незначительной их величине, намного превышают допустимые значения токов ветвей, по которым они протекают. Поэтому токоведущие элементы СЭС должны быть надежно защищены от коротких замыканий, а пиковая температура проводников и токоведущих элементов на момент отключения КЗ не должна превышать допустимых для них значений. Наряду с термическим действием ТКЗ оказывают на проводники и оборудование большие электромеханические усилия, особенно в первый период протекания переходного процесса, когда мгновенное значение тока достигает своего максимума. При недостаточном креплении токоведущие элементы могут быть разрушены при КЗ. Поэтому токоведущие элементы СЭС необходимо проверять на динамическую стойкость.

Кроме указанных отрицательных последствий КЗ вызывают существенные снижения уровней напряжения в узлах СЭС, ближайших к точке КЗ, что отрицательно сказывается на работе электроприемников. Так при снижении напряжения на 30–40 % высокозагруженные электродвигатели могут остановиться в течение считанных секунд и привести к нарушению технологических процессов.

При задержках отключений КЗ в сетях генераторного и высокого напряжений сверх допустимой продолжительности может произойти нарушение устойчивости источников, а иногда и системы в целом. Это является одним из наиболее опасных последствий КЗ, так как оно отражается на работе всей системы.

В трехфазных сетях принято различать трех и двухфазные КЗ, а также однофазные и двухфазные короткие замыкания на землю. На расчетных схемах указанные виды КЗ принято обозначать соответственно $K^{(3)}$, $K^{(2)}$, $K^{(1)}$ и $K^{(1,1)}$, а наличие его – знаком «молния». Трехфазные короткие замыкания являются симметричными, а все остальные их виды – несимметричными.

По статистическим данным подавляющее большинство коротких замыканий являются однофазными. Однако трехфазные КЗ имеют решающее значение при работе электрооборудования СЭС в

условиях коротких замыканий. Так, токи при трехфазных КЗ в точках электрически далеко удаленных от источников питания намного превышают значений токов в тех же точках при других видах КЗ. Кроме того, значительная часть однофазных и других видов КЗ в процессе развития аварии переходят в трехфазные. Поэтому в первую очередь рассмотрим методику расчета токов при трехфазном КЗ. Однако следует отметить, что при расчетах токов КЗ вид КЗ и точка, а также расчетные условия выбираются в зависимости от назначения расчетов. Так при выборе оборудования выбираются такие условия, при которых ток КЗ будет иметь наибольшее значение, а при проверке чувствительности защитных аппаратов – наименьшее. Другими словами точку КЗ в первом случае следует принимать непосредственно за выбираемым токоведущим элементом или аппаратом, а во втором – в конце зоны действия защиты, причем в первом случае вид КЗ принимается таким, чтобы ток был наибольший, а во втором – наименьшим.

• Расчет токов короткого замыкания

С целью проведения расчетов КЗ составляется схема замещения СЭС, соответствующая начальному моменту нарушения ее режима.

При расчетах токов трехфазных КЗ составляется схема замещения только для прямой последовательности. В эту схему все источники (энергосистема, синхронные машины и расположенные вблизи точки КЗ крупные асинхронные электродвигатели) вводятся своими сверхпереходными ЭДС и реактивностями. Энергосистема всегда выделяется в отдельную ветвь. Ее ЭДС принимается равной фазному напряжению сети. Все остальные элементы, по которым возможно протекание токов по направлению к точке КЗ, вводятся в схемы замещения в виде пассивных элементов, т.е. активными и индуктивными сопротивлениями прямой последовательности. Схемы замещения отдельных элементов СЭС и расчетные соотношения по определению их параметров для прямой последовательности приведены в параграфе 51.3.

При расчетах токов несимметричных КЗ кроме схемы прямой последовательности составляются схемы замещения для обратной и нулевой последовательностей, причем последние составляются только для однофазных и двухфазных КЗ на землю. Схемы замещения для обратной последовательности по своей структуре практически совпадают со схемами прямой последовательности. Они

отличаются только тем, что источники в них представляются в виде пассивных элементов. Кроме того, сопротивления прямой и обратной последовательностей синхронных машин в общем случае не одинаковы. При отсутствии данных о сопротивлениях обратной последовательности их часто принимают равными сопротивлениям прямой последовательности.

Схема замещения нулевой последовательности обычно существенно отличается от схем прямой и обратной последовательностей. Ее конфигурация определяется в основном положением расчетной точки КЗ и схемами соединения обмоток трансформаторов исходной расчетной схемы. Чтобы составить схему замещения нулевой последовательности, следует допустить, что в точке несимметричного КЗ все фазы соединены между собой накоротко и между этой точкой и землей приложено напряжение нулевой последовательности. Затем, идя от точки КЗ поочередно в разные стороны, необходимо на каждой ступени напряжения исходной расчетной схемы выявить возможные пути циркуляции токов нулевой последовательности (циркуляция этих токов возможна только в тех ветвях, которые образуют контуры для замыкания токов через землю и параллельные ей цепи) и соответственно определить элементы этой схемы, которые должны быть введены в схему замещения. При этом следует иметь в виду, что сопротивление нулевой последовательности трансформатора со стороны обмотки, соединенной в треугольник или звезду с незаземленной нейтралью, бесконечно велико, поэтому трансформаторы с указанными схемами соединения и все находящиеся за ними элементы исходной расчетной схемы в схему замещения нулевой последовательности не входят.

Циркуляция токов нулевой последовательности возможна только в том случае, если обмотка трансформатора, обращенная в сторону расчетной точки КЗ, соединена в звезду с заземленной нейтралью.

Схема замещения нулевой последовательности двухобмоточного трансформатора, обмотки которого соединены по схеме Y_0/Δ , представлена на рис. 51.28а. Поскольку индуктивное сопротивление нулевой последовательности контура намагничивания трансформатора $X_{\mu 0}$ во много раз больше сопротивлений рассеяния обмоток X_I и X_{II} , то в исходной схеме замещения нулевой последовательности трансформатор с указанной схемой соединения обмоток

представляется в виде одного индуктивного сопротивления $X_{T0} = X_I + X_{II}$. При КЗ со стороны обмотки, соединенной в звезду с нулем токи нулевой последовательности не выходят за пределы обмоток, соединенных в треугольник. Поэтому все элементы СЭС, расположенные за этой обмоткой, независимо от схемы соединения их обмоток в схеме замещения нулевой последовательности не учитываются, а вывод сопротивления X_{T0} , расположенный дальше от точки КЗ, соединяется с точкой нулевого потенциала схемы замещения (с землей).

В случае соединения обмоток двухобмоточного трансформатора по схеме Y_0/Y циркуляция токов нулевой последовательности в обмотке, соединенной в звезду, невозможна (см. схему замещения нулевой последовательности такого трансформатора на рис. 51.28б). Поскольку у трансформаторов с номинальным напряжением обмоток выше 1 кВ сопротивление $X_{\mu 0}$ весьма значительно, то в схему замещения нулевой последовательности такие трансформаторы не вводят.

Схема замещения нулевой последовательности двухобмоточного трансформатора, обмотки которого соединены по схеме Y_0/Y_0 , представлена на рис. 51.28в. Очевидно, такой трансформатор необходимо вводить в исходную схему замещения нулевой последовательности только в том случае, если на

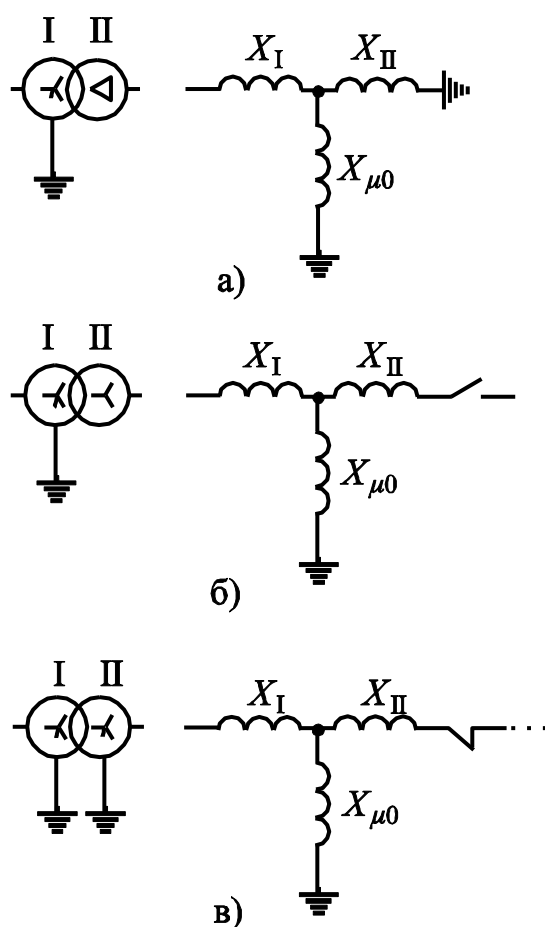


Рис. 51.28. Схемы замещения нулевой последовательности двухобмоточных трансформаторов

стороне обмотки II имеется контур для циркуляции токов нулевой последовательности, т.е. имеется хотя бы еще одна заземленная ветвь, электрически соединенная с обмоткой II рассматриваемого трансформатора.

Сопротивление нулевой последовательности трехобмоточного трансформатора со стороны обмотки, соединенной в звезду с заземленной нейтралью, зависит от схемы соединения двух других обмоток. Обычно одна из них соединена в треугольник, а другая может быть соединена либо в треугольник, либо в звезду с изолированной нейтралью, либо в звезду с заземленной нейтралью. В первом случае ток нулевой последовательности обмотки, соединенной в звезду и обращенной к расчетной точке КЗ, будет равен сумме приведенных к уровню напряжения указанной обмотки токов, протекающих в обеих обмотках, соединенных в треугольник. Схема замещения нулевой последовательности такого трансформатора приведена на рис. 51.29а. При этом сопротивление нулевой последовательности трансформатора $X_{\tau 0} = X_I + X_{II} // X_{III}$. Во втором случае по обмотке,

соединенной в звезду с изолированной нейтралью, протекание тока нулевой последовательности невозможно (см. схему на рис. 51.29б), поэтому сопротивление нулевой последовательности такого трансформатора $X_{\tau 0} = X_I + X_{III}$. В третьем случае циркуляция тока нулевой последовательности возможна и в обмотке II (см. рис. 51.29в), если в сети, электрически связанной с этой обмоткой, обеспечены условия для замыкания этого тока.

Схема замещения нулевой последовательности автотрансформатора, который имеет обмотку, соединенную треугольником, а его нейтраль заземлена наглухо, аналогична схеме замещения нулевой последовательности трехобмоточного трансформатора, у которого обмотки соединены по схеме $Y_0/Y_0/\Delta$ (см. рис. 51.29в). На рис. 51.30 приведен пример составления схем прямой, обратной и нулевой последовательностей.

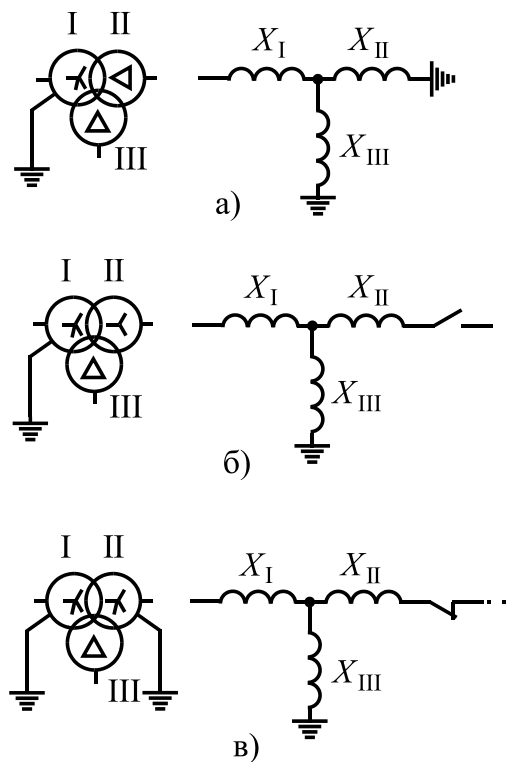


Рис. 51.29. Схемы замещения нулевой последовательности трехобмоточных трансформаторов

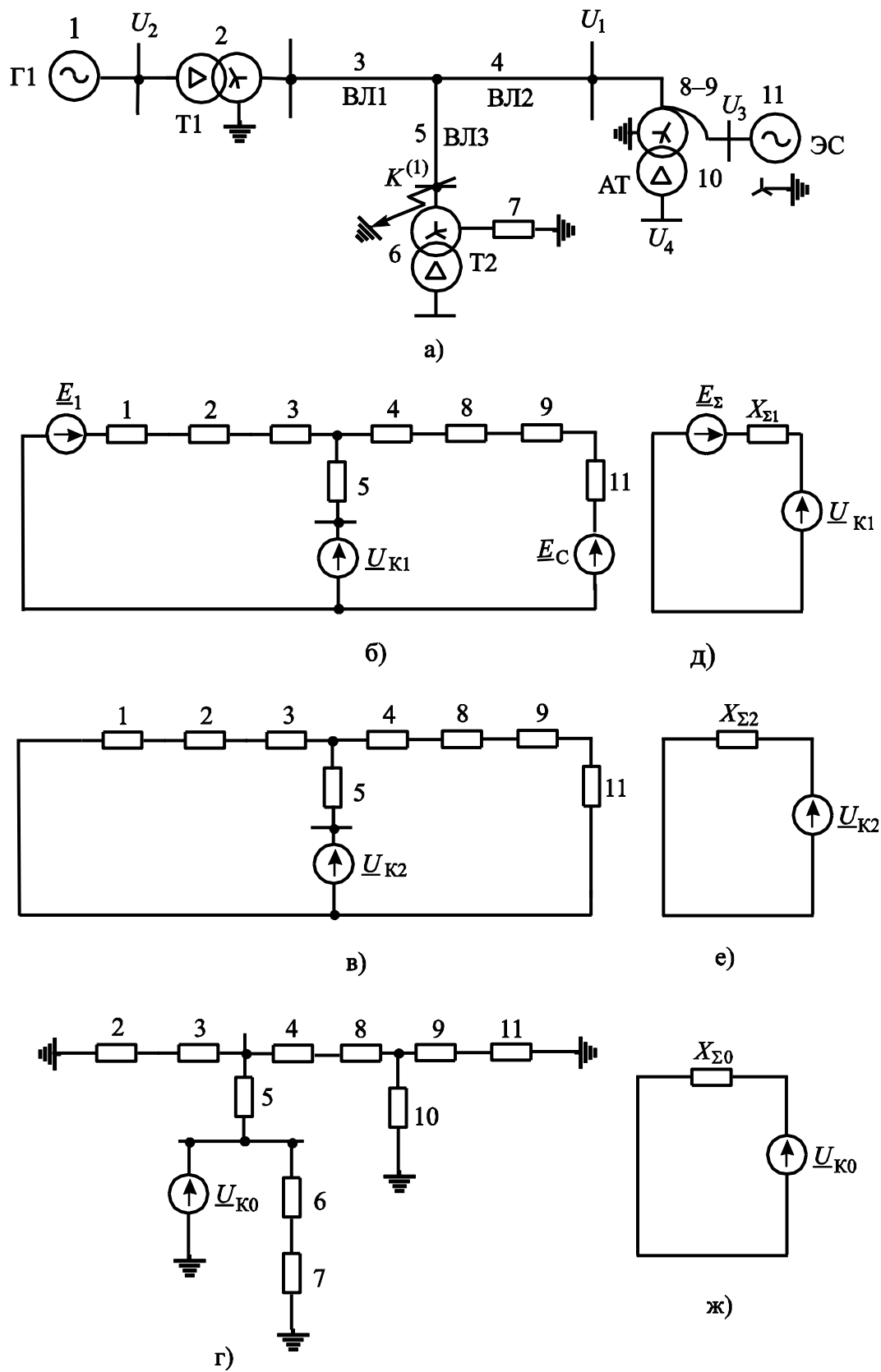


Рис. 51.30. Пример составления схем замещения: б – прямой; в – обратной; г – нулевой последовательностей; д, е, ж – эквивалентные схемы замещения соответственно прямой, обратной и нулевой последовательностей

При составлении схем замещения для расчетов токов КЗ в сетях напряжением до 1000 В обязательно должны учитываться активные сопротивления всех элементов, тогда как в сетях выше 1000 В ими, как правило, пренебрегают.

При расчетах токов КЗ параметры схем замещения принято выражать в именованных или в относительных единицах. Если расчеты токов КЗ проводятся с целью настройки токовых защит, то при составлении схем замещения и определения их параметров следует учитывать действительные коэффициенты трансформации силовых трансформаторов и автотрансформаторов, через которые источники связаны с точкой КЗ. Если же расчеты проводятся с целью выбора электрооборудования, то вместо фактических коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов принимают их приближенные значения равные отношению средних номинальных напряжений сетей, связанных этими трансформаторами и автотрансформаторами. Согласно данным руководящих указаний по расчету токов короткого замыкания рекомендуется использовать шкалу средних номинальных напряжений сетей $U_{\text{ср.ном}}$, приведенную в табл. 51.2.

Таблица 51.2

Значения средних номинальных напряжений

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	3	6	10	15	35	110	150	220	500
$U_{\text{ср.ном}}, \text{кВ}$	3,15	6,3	10,5	15,75	37	115	154	230	515

При проведении расчетов в именованных единицах выбирается основная ступень напряжения $U_{\text{осн}}$, в качестве которой, как правило, выбирают ту, где производится расчет тока КЗ. Затем параметры элементов схемы замещения приводятся к этой ступени напряжения. Если при этом используются фактические коэффициенты трансформации трансформаторов и автотрансформаторов, то значения ЭДС источников энергии и сопротивлений схемы замещения следует приводить к выбранной основной ступени по следующим формулам:

$$\overset{\circ}{E} = E n_1 n_2 \dots n_m; \quad \overset{\circ}{Z} = Z n_1^2 n_2^2 \dots n_L^2,$$

где E и Z – истинные значения ЭДС источника энергии и сопротивления элемента исходной схемы замещения; m – число трансформаторов, включенных каскадно между подлежащим к приведению ЭДС и основной ступенью напряжения; L – то же самое между

подлежащим приведению сопротивлением \underline{Z} и основной ступенью напряжения; n_i – коэффициент трансформации i -го трансформатора или автотрансформатора.

Здесь и далее под коэффициентом трансформации трансформатора (автотрансформатора) понимается отношение напряжения холостого хода его обмотки, обращенной в сторону выбранной основной ступени напряжения сети, к напряжению холостого хода другой обмотки.

Если ЭДС источников и сопротивления элементов заданы в относительных единицах, например, при номинальных условиях, то значения ЭДС и сопротивлений, приведенных к основной ступени напряжения, следует определять по формулам

$$\overset{\circ}{E} = E_{*ном} U_{ном} n_1 n_2 \dots n_m; \quad \overset{\circ}{Z} = Z_{*ном} n_1^2 n_2^2 \dots n_L^2 U_{ном}^2 / S_{ном},$$

где $E_{*ном}$ и $Z_{*ном}$ – значения ЭДС и сопротивления элемента в относительных единицах при номинальных условиях (номинальном напряжении и номинальной мощности).

Если расчеты ТКЗ проводятся с целью проверки на стойкость по отношению к токам КЗ токоведущих элементов и аппаратов, то, как уже отмечалось выше, используют приближенный способ учета коэффициентов трансформации. При этом приведение параметров схемы замещения к основной ступени напряжения осуществляют по формулам

$$\overset{\circ}{E} = E U_{ср.осн} / U_{ср.N}; \quad \overset{\circ}{Z} = Z U_{ср.осн}^2 / U_{ср.N}^2,$$

где $U_{ср.осн}$ – среднее номинальное напряжение той ступени напряжения сети, которая принята за основную; $U_{ср.N}$ – среднее номинальное напряжение той ступени напряжения сети, на которой находится элемент с подлежащими приведению параметрами.

Если параметры отдельных элементов выражены в относительных единицах при номинальных условиях, то в рассматриваемом случае они приводятся к основной ступени по формулам

$$\overset{\circ}{E} = E_{*ном} U_{ср.осн}; \quad \overset{\circ}{Z} = Z_{*ном} U_{ср.осн}^2 / S_{ном}.$$

При представлении параметров схем замещения в относительных единицах с учетом фактических коэффициентов трансформации трансформаторов и автотрансформаторов расчеты проводятся в следующей последовательности:

1) задаются базисной мощностью $S_б$, выраженной в МВ·А в виде числа, как правило, кратного 10, и для одной из ступеней

напряжения исходной расчетной схемы, принимаемой за основную, выбирается базисное напряжение $U_{б.осн}$, кВ;

2) определяются базисные напряжения других ступеней напряжения расчетной схемы по формуле

$$U_{бN} = U_{б.осн} / n_1 n_2 \dots n_m,$$

где n_1, n_2, \dots, n_m – коэффициенты трансформации трансформаторов и автотрансформаторов, включенных каскадно между основной и N -й ступенями напряжения;

3) находятся искомые значения ЭДС источников и сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных единицах при выбранных базисных условиях по выражениям

$$E_{*(б)} = E / U_{бN}; \quad \underline{Z}_{*(б)} = \underline{Z} S_{б} / U_{бN}^2,$$

если параметры заданы в именованных единицах. Если параметры заданы в относительных единицах при номинальных условиях, то искомые значения ЭДС и сопротивлений определяются по формулам

$$E_{*(б)} = E_{*ном} U_{ном} / U_{бN};$$

$$\underline{Z}_{*(б)} = \underline{Z}_{*ном} S_{б} U_{ном}^2 / S_{ном} U_{бN}^2,$$

где $U_{бN}$ – базисное напряжение той ступени напряжения исходной расчетной схемы, на которой находится элемент, подлежащий приведению.

Обычно в именованных единицах задаются сопротивления токоограничивающих реакторов, воздушных и кабельных линий, а в относительных единицах при номинальных условиях – сопротивления генераторов и синхронных компенсаторов, а также сопротивления электродвигателей. Если значения сопротивлений электродвигателей не заданы, то их можно определить через кратности пусковых токов $K_{пуск}$.

В общем случае, когда синхронные генераторы и двигатели находятся достаточно близко к рассматриваемой точке КЗ, и при этом требуется определить токи КЗ не только для $t = 0$, но и для произвольного момента времени, расчеты должны проводиться с учетом индивидуальных особенностей изменения токов в каждом источнике. Объем, отведенный для данного раздела книги, не позволяет рассмотреть этот вопрос. Поэтому здесь мы ограничимся лишь ссылкой на специальную литературу, например: «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбор электрооборудования/ Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.», где эти вопросы рассмотрены подробно.

Для решения вопросов, связанных с проверкой токоведущих элементов СЭС и оборудования на стойкость к токам КЗ, часто ограничиваются нахождением периодической составляющей тока КЗ $I_{\text{кп/0/}}$ при $t = 0$. При этом все источники объединяются с энергосистемой, и представляются в виде эквивалентного источника бесконечной мощности с ЭДС E_{Σ} . С этой целью исходная схема замещения для прямой последовательности (рис. 51.30б) преобразуется к простейшему виду (рис. 51.30д). При расчетах несимметричных КЗ аналогичным преобразованиям подвергаются и схемы замещения обратной и нулевой последовательностей (см. рис. 51.30). Преобразования схем осуществляются с использованием любых приемов и методов, известных из теории линейных электрических цепей. Основные формулы преобразований приводятся в любом электротехническом справочнике.

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ при $t = 0$ определяется по формуле

$$I_{\text{кп/0/}}^{(3)} = E_{\Sigma} / X_{1\Sigma},$$

где $X_{1\Sigma}$ – эквивалентное сопротивление схемы прямой последовательности.

Приближенное значение апериодической составляющей тока КЗ для произвольного момента времени можно найти по выражению

$$i_{\text{ат}} \approx \sqrt{2} I_{\text{кп/0/}} e^{-\frac{t}{T_a}},$$

а величину ударного тока, который необходим для проверки токоведущих элементов на динамическую стойкость – по формуле

$$i_y \approx \sqrt{2} I_{\text{кп/0/}} K_y.$$

Постоянные времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a и ударные коэффициенты K_y для характерных узлов СЭС приводятся в электротехнических справочниках или определяются расчетным путем. Здесь отметим лишь то, что $1 < K_y < 2$. Так для сетей напряжением выше 1000 В $K_y \approx 1,8 \div 1,9$.

Модуль периодической составляющей тока любого несимметричного КЗ может быть найден по выражению

$$I_{\text{кп/0/}}^{(n)} = m^{(n)} I_{\text{кА1}}^{(n)},$$

где $m^{(n)}$ – коэффициент, показывающий во сколько раз модуль полного тока в поврежденной фазе превышает ток прямой последовательности при этом же виде КЗ и в той же точке. Значения этого коэффициента для различных видов несимметричного КЗ приведе-

ны в табл. 51.3; $I_{кА1}^{(n)}$ – ток прямой последовательности особой фазы n -го вида КЗ.

В качестве особой фазы принимается фаза, условия работы которой в режиме КЗ отличаются от условий работ двух других фаз.

Значение тока прямой последовательности особой фазы определяется по формуле

$$I_{кА1}^{(n)} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{1\Sigma} + \Delta X^{(n)}},$$

где $\Delta X^{(n)}$ – дополнительное индуктивное сопротивление, определяемое видом несимметричного КЗ. Значения этого сопротивления определяются по формулам, приведенным в табл. 51.3.

Таблица 51.3

Значения дополнительного сопротивления $\Delta X^{(n)}$ и коэффициента $m^{(n)}$ для разных видов несимметричных КЗ

Вид КЗ	Значение $\Delta X^{(n)}$	Значения коэффициента $m^{(n)}$
Двухфазное	$X_{2\Sigma}$	$\sqrt{3}$
Однофазное	$X_{0\Sigma} + X_{2\Sigma}$	3
Двухфазное на землю	$\frac{X_{0\Sigma} X_{2\Sigma}}{X_{0\Sigma} + X_{2\Sigma}}$	$\sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{X_{0\Sigma} X_{2\Sigma}}{(X_{0\Sigma} + X_{2\Sigma})^2}}$

При расчетах токов КЗ в сетях до 1000 В необходимо учитывать не только индуктивные, но и активные сопротивления всех элементов начиная от понижающего трансформатора и кончая сопротивлениями контактных соединений аппаратов и электрической дуги в месте замыкания. Средние величины суммарных значений сопротивлений контактных соединений аппаратов и электрической дуги для характерных узлов СЭС напряжением до 1000 В приводятся в справочной литературе. При отсутствии таких данных можно принять их приблизительно равными 15 мОм. Наконец отметим, что все расчеты по определению токов КЗ в сетях до 1000 В принято проводить в именованных единицах, выражая сопротивления в миллиомах, а напряжение в вольтах.

51.5. Выбор элементов сетей

Выбор элементов сетей, как правило, сводится к выбору их типов и номинальных параметров. Типы элементов определяются главным образом условиями эксплуатации, а номинальные пара-

метры – уровнями напряжений, длительными токовыми нагрузками, требуемой степенью надежности электроснабжения и качества напряжения, а также другими техническими показателями. Кроме того, номинальные параметры должны соответствовать и минимуму приведенных годовых затрат на СЭС при обеспечении всех технических требований.

Очевидным является и то, что подход к выбору различных элементов СЭС и критерии, используемые при этом, не одинаковы. Поэтому ниже в краткой форме рассмотрим методику выбора основных элементов СЭС.

51.5.1. Выбор проводов и кабелей

Выбор проводов и кабелей сводится к выбору их марки и сечения. Марки проводов, используемые в воздушных линиях (ВЛ), выбирают в зависимости от назначения сетей, величины токовых нагрузок, толщины стенки гололеда, длины пролетов и географического местоположения сетей. Так на магистральных участках ВЛ напряжением до 1000 В при достаточно больших нагрузках применяют провода марок А, АН или АС. При небольших нагрузках и малой протяженности участков возможно применение проводов типа ПСО4, ПСО5. На ответвлениях от магистралей к отдельным потребителям часто применяют провода марки ПСО3. На воздушных линиях напряжением выше 1000 В используются провода марок А, АС, АСУ.

На ВЛ, расположенных в районах, где опытом эксплуатации установлено интенсивное разрушение сталеалюминиевых или алюминиевых проводов от коррозии в результате наличия агрессивных фракций в окружающей среде, взамен проводов марки АС следует применять защищенные от коррозии провода марки АСКС или АСК, а вместо проводов марок А и АН – провода марки АКП эквивалентных сечений. Применение стальных проводов (в любом исполнении) в таких средах не допускается.

Марки проводов и кабелей, которые целесообразно использовать в конкретном случае, определяются условиями их прокладки и параметрами окружающей среды, в которых они будут эксплуатироваться. Здесь под условиями прокладки кабелей и проводов понимается прокладка их в различных средах (воде, воздухе, земле), под большим углом к горизонтالي, а в зданиях и сооружениях – открытая и скрытая. Под параметрами окружающей среды понима-

ются температурный режим окружающей среды, наличие или отсутствие механических усилий в грунте и блуждающих токов. Кроме того, марка выбираемого кабеля зависит от подвижности или стационарности питаемого им объекта.

В справочной литературе по электроснабжению и электрическим сетям приводятся таблицы с марками кабелей и проводов и допустимыми условиями их применения.

- **Выбор сечения проводов воздушных линий**

При выборе проводов ВЛ в зависимости от их назначения и уровня напряжения используются различные методы. Так сечения проводов осветительных сетей выбираются, как правило, по условиям допустимых потерь напряжения. Этот же метод иногда используется и при расчетах сетей напряжением до 1000 В сельскохозяйственного и коммунально-бытового назначений. Сечения проводов ВЛ напряжением выше 1000 В чаще всего определяется по экономической плотности тока $j_э$ (А/мм²) с последующей проверкой по допустимому нагреву в послеаварийном режиме и по короне при напряжении 110 кВ и выше.

Под экономической плотностью тока понимается отношение тока к сечению проводника, соответствующее минимуму приведенных годовых затрат на передачу электроэнергии. Значения экономической плотности тока приводятся в ПУЭ и в справочной литературе в функции от марки проводов и кабелей и числа часов использования максимума активной нагрузки. Минимальные значения сечений по условиям короны составляют для сетей напряжением 110 кВ – 70 мм², 220 кВ – 240 мм².

Сечения проводов ВЛ, сооружаемых для временного использования, например питающих электроприемники строительных площадок, выбираются по условиям допустимого нагрева, что позволяет экономить расход цветного металла. Другие методы в настоящее время практически не применяются.

- **Выбор сечения проводов по экономической плотности тока** производится в следующей последовательности.

1. Определяется экономически целесообразное сечение

$$F_э = I_p / j_э,$$

где I_p – расчетный ток в линии в нормальном режиме, А.

2. Выбирается ближайшее к $F_э$ стандартное сечение $F_{ст}$, которое должно быть не меньше минимально допустимого сечения по условиям короны.

Здесь уместно отметить то, что существуют максимальные значения сечений проводов $F_{\text{ст.мах}}$, которые можно вешать на типовые опоры ВЛ соответствующего класса напряжения. Если выбранное значение $F_{\text{ст}}$ превышает $F_{\text{ст.мах}}$, то, согласно рекомендациям ПУЭ, плотность тока можно увеличить до двухкратного значения j_0 . Отметим, что указанная ситуация при проектировании встречается весьма редко.

3. Осуществляется проверка выбранного сечения по допустимому нагреву в послеаварийном режиме

$$I_{\text{р.п./ав}} \leq I_{\text{доп}},$$

где $I_{\text{р.п./ав}}$ – ток в линии в послеаварийном режиме, А; $I_{\text{доп}}$ – допустимое значение тока для выбранного сечения проводника, А.

Таблицы допустимых значений токов в функции сечения и материала проводников приводятся в справочной литературе.

Если указанное условие не выполняется, то принимается провод большего сечения, но не более $F_{\text{ст.мах}}$. В противном случае следует строить параллельную линию.

- **Выбор сечения проводов по допустимой потере напряжения**

Потери напряжения определяются по известной формуле

$$\Delta U \approx \frac{\sum_{i=1}^n P_i R_i}{U_{\text{ном}}} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_i X_i}{U_{\text{ном}}} = \Delta U' + \Delta U'', \quad (51.12)$$

где n – число участков ВЛ, на которых определяются потери напряжения; $\Delta U'$ и $\Delta U''$ – потери напряжения, обусловленные протеканием соответственно активной и реактивной мощности, В.

Входящие в это выражение активные и индуктивные сопротивления участков линии определяются через соответствующие удельные сопротивления $R_{\text{уд}}$ и $X_{\text{уд}}$, которые рассчитываются по формулам

$$R_{\text{уд}} = \frac{\rho}{F} \cdot 10^3, \quad \text{Ом/км}; \quad (51.13)$$

$$X_{\text{уд}} = 0,144 \lg \frac{D_{\text{ср.г}}}{r_0} + \frac{0,016}{N}, \quad \text{Ом/км}, \quad (51.14)$$

где ρ – удельное сопротивление ($\text{Ом} \cdot \text{мм}^2$)/м; F – сечение проводника, мм^2 ; $D_{\text{ср.г}}$ – среднегеометрическое расстояние между фазами ВЛ, м; r_0 – эквивалентный радиус провода, м; N – число параллельных цепей.

Среднегеометрическое расстояние между фазами и эквивалентный радиус проводов фазы находятся по формулам

$$D_{\text{ср.г}} = \sqrt[3]{D_1 D_2 D_3}; \quad r_3 = \sqrt[m]{ra^{m-1}},$$

где D_i – расстояние между проводами двух фаз (рис. 51.31); r – радиус одного провода фазы, м; m – число проводов в фазе; a – среднегеометрическое расстояние между проводами одной фазы линии (для 220 кВ $a = 200$ мм, для 500 кВ – 400 мм).

Отметим, что при изменении параметров, входящих в (51.14), во всем возможном диапазоне $X_{\text{уд}}$ меняется в небольших пределах. Так для ВЛ напряжением выше 1000 В $X_{\text{уд}}$ находится в пределах 0,33...0,44 Ом/км, а для ВЛ напряжением до 1000 В – 0,3...0,4 Ом/км. Поэтому в приближенных расчетах мож-

но принять их постоянными величинами и равными $X_{\text{уд ср}} \approx 0,4$ Ом/км для ВЛ напряжением выше 1000 В и 0,35 Ом/км – для ВЛ напряжением до 1000 В. Это дает возможность определить приближенное значение составляющей потерь напряжения, обусловленное протеканием по ВЛ реактивной мощности

$$\Delta U'' \approx \frac{X_{\text{уд ср}}}{U_{\text{ном}}} \sum_1^n Q_i l_i, \quad (51.15)$$

где l_i – длина i -го участка линии.

Для большей наглядности расчеты по выбору сечения проводов по допустимой потере напряжения рассмотрим на примере разветвленной сети (рис. 51.32) при условии совпадения во времени максимумов нагрузок трансформаторов Т1 и Т2.

Отметим, что $\Delta U''$ рассчитывается на наиболее протяженной и загруженной магистральной линии (между узлами 1 и 6, рис. 51.32). Подставив (51.15) в (51.12) и приняв $\Delta U = \Delta U_{\text{доп.1}}$ можно найти допустимое значение потерь напряжения, обусловленное протеканием активной мощности.

Значение допустимых потерь напряжения от узла 1 до конца любого ответвления от магистрали определяется по формуле

$$\Delta U_{\text{доп.1}} = U_{1\text{max}} - 0,95 U_{\text{ном}},$$

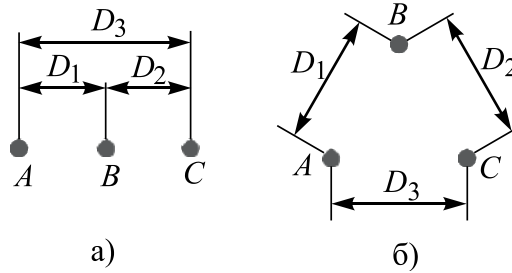


Рис. 51.31. Примеры взаимного расположения фаз в воздушных линиях: а – горизонтальное; б – по вершинам треугольника

где $U_{1\max}$ – значение напряжения на зажимах низшего напряжения трансформатора Т2 в режиме максимальных нагрузок, В.

Величина $U_{1\max}$ находится по формуле

$$U_{1\max} = (U_{\text{и.мах}} - \Delta U_{\text{ВВЛ}}) / n_2 - \Delta U_{\text{Т2}},$$

где $U_{\text{и.мах}}$ – напряжение на зажимах источника, т.е. сборных шин низшего напряжения трансформатора Т1, в режиме максимальных нагрузок, который согласно требованиям ПУЭ принимается равным $1,05 U_{\text{ном}}$ (в нашем случае 10,5 кВ); n_2 – коэффициент трансформации трансформатора Т2, определяемый отношением напряжения отвлечения первичной обмотки трансформатора Т2 к номинальному напряжению его вторичной обмотки; $\Delta U_{\text{ВВЛ}}$ и $\Delta U_{\text{Т2}}$ – потери напряжения в режиме максимальных нагрузок соответственно в ВЛ 10 кВ и трансформаторе Т2, причем $\Delta U_{\text{Т2}}$ приведено к напряжению вторичной обмотки трансформатора Т2.

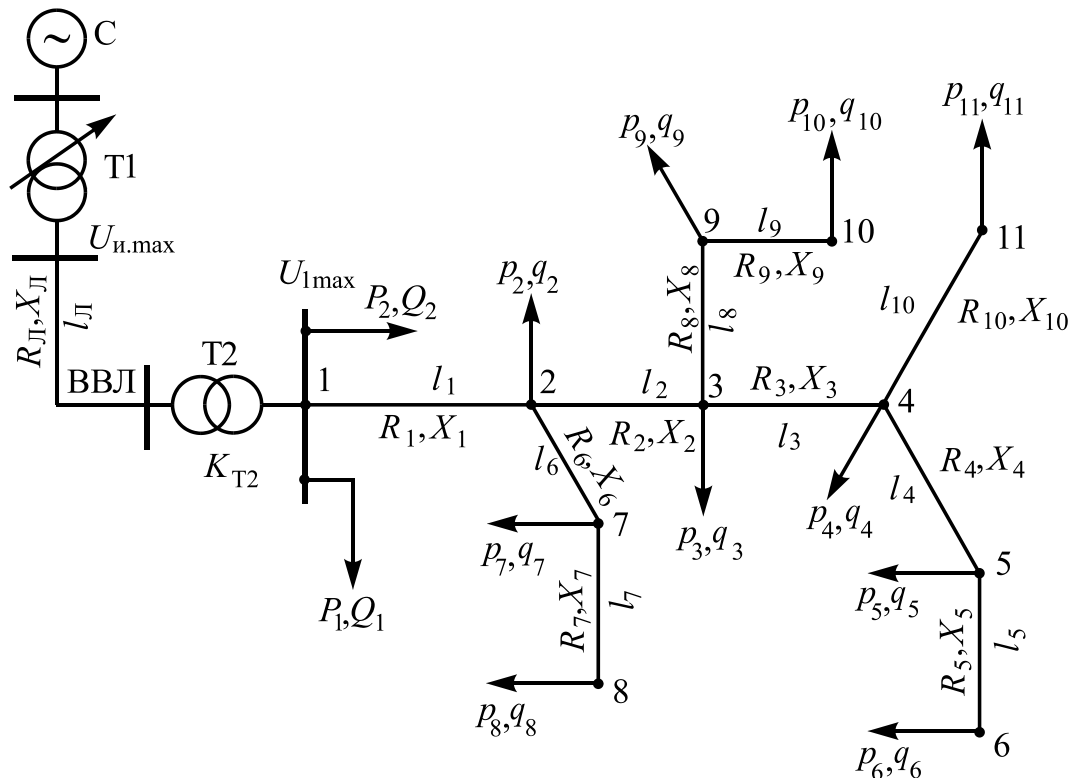


Рис. 51.32. Схема разветвленной сети напряжением до 1000 В

Допустимое значение потерь напряжения от протекания активной мощности в линии напряжением до 1000 В

$$\Delta U'_{\text{доп}} = \Delta U_{\text{доп.1}} - \Delta U''.$$

Учитывая то, что магистральные участки ВЛ, как правило, выполняются проводом одного сечения, на основании равенств (51.12) и (51.13) запишем

$$\Delta U'_{\text{доп}} = \frac{\rho}{F_1 U_{\text{ном}}} \sum_1^n P_i l_i.$$

Из этого выражения найдем расчетное значение искомого сечения F_1 провода магистральных участков линии l_1, l_2, \dots, l_5

$$F_1 = \frac{\rho}{\Delta U'_{\text{доп}} U_{\text{ном}}} \sum_1^n P_i l_i.$$

Окончательно принимаем ближайшее к F_1 стандартное сечение $F_{1\text{ст}}$.

Далее расчеты ведутся в следующей последовательности.

1. По справочникам находятся истинные значения удельных сопротивлений $R_{\text{уд1}}$ и $X_{\text{уд1}}$ для провода сечением $F_{1\text{ст}}$ и определяются потери напряжения на головном участке магистрали длиной l_1 в режиме максимальных нагрузок

$$\Delta U_1 = \frac{R_{\text{оä1}} l_1 \sum_1^L p_i + X_{\text{оä1}} l_1 \sum_1^L q_i}{U_{\text{н1}}},$$

где L – число узлов с нагрузками, питающимися через рассматриваемый участок сети, длиной l_1 , км; p_i и q_i – активная и реактивная нагрузки i -го узла.

2. Находится напряжение в узле 2 в режиме максимальных нагрузок

$$U_{2\text{max}} = U_{1\text{max}} - \Delta U_1.$$

3. Определяется допустимое значение потерь напряжения на ответвлениях от узла 2

$$\Delta U_{\text{доп.2}} = U_{2\text{max}} - 0,95 U_{\text{ном}}.$$

4. По формуле (51.15) находится приближенное значение составляющей потерь напряжения от протекания реактивной мощности на участках ответвления от узла 2 длиной l_6 и l_7

$$\Delta U_2'' = \frac{X_{\text{уд.ср}}}{U_{\text{ном}}} [q_8 l_7 + (q_7 + q_8) l_6].$$

5. Определяется допустимое значение потерь напряжения от протекания активной мощности на участках ответвления от узла 2 длиной l_6 и l_7

$$\Delta U'_{\text{доп.2}} = \Delta U_{\text{доп.2}} - \Delta U_2''.$$

6. Находится расчетное значение сечения рассматриваемого ответвления

$$F_{6,7} = \frac{\rho}{\Delta U'_{\text{доп2}} U_{\text{ном}}} [p_8 l_7 + (p_7 + p_8) l_6]$$

и принимается ближайшее большее к $F_{6,7}$ стандартное сечение провода.

Аналогично определяются сечения остальных ответвлений.

Отметим, что при подстановке во все вышеприведенные выражения напряжения в кВ, мощности должны подставляться в МВт (Мвар). Если напряжения выражаются в вольтах, мощности должны выражаться в ваттах.

• Выбор сечения кабелей

Сечение кабелей напряжением выше 1000 В, предназначенных для длительной эксплуатации, выбирается по экономической плотности тока с последующей проверкой по допустимому нагреву в послеаварийном режиме и термической стойкости при коротких замыканиях. Кабели, предназначенные для временной эксплуатации, выбираются по допустимому нагреву. Сечение кабелей и проводов напряжением до 1000 В, питающие низковольтные распределительные пункты, шинопроводы или другие узлы, при числе часов использования максимума нагрузки $T_{\text{им}} \geq 4500$ часов также выбираются по экономической плотности тока. При $T_{\text{им}} < 4500$ часов сечения вышеуказанных кабелей, а также сечения кабелей и проводов, питающих отдельные электроприемники независимо от величины $T_{\text{им}}$ выбираются по допустимому нагреву. Кроме того, допустимые токи проводов и кабелей напряжением до 1000 В должны быть согласованы с токами срабатывания защитных аппаратов, установленных в начале линий, т.е. они должны быть надежно защищены от перегрузок.

При проверке кабелей и проводов по допустимому нагреву в послеаварийном режиме необходимо приводить табличные значения допустимых токов к реальным условиям эксплуатации и учитывать допустимые перегрузки кабелей.

С учетом вышеизложенного расчеты по выбору сечения кабелей по экономической плотности тока осуществляются в следующей последовательности.

1. Определяется расчетное значение экономически целесообразного сечения

$$F_9 = I_p / j_9. \quad (51.16)$$

2. Принимается ближайшее к F , стандартное сечение, которое проверяется по допустимому нагреву в послеаварийном режиме

$$I_{p.п/ав} \leq K_{пер} I'_{доп}, \quad (51.17)$$

где $I'_{доп}$ – допустимое значение тока, приведенное к реальным условиям эксплуатации; $K_{пер}$ – коэффициент допустимой перегрузки кабеля в послеаварийном режиме, приводится в ПУЭ и справочной литературе в функции коэффициента загрузки кабеля в предшествующем аварийному режиму $K_{з.кл}$ и продолжительности перегрузки $T_{пер}$.

Коэффициент загрузки кабеля в предшествующем режиме

$$K_{з.кл} = I_p / I'_{доп}.$$

Значение тока $I'_{доп}$ определяется по выражению

$$I'_{доп} = K_{п} K_t K_{рз} I_{доп},$$

где $K_{п}$ – коэффициент, учитывающий снижение теплоотдачи, обусловленное работой кабелей, проложенных параллельно рассматриваемому кабелю. Значения $K_{п}$ приводятся в ПУЭ и справочной литературе в функции числа параллельно проложенных кабелей и расстояния в свету между ними; K_t – поправочный коэффициент, учитывающий изменение условий охлаждения по сравнению с теми, которые заложены при определении табличного значения $I_{доп}$, обусловленное несовпадением реальной температуры окружающей среды с расчетной. Численные значения K_t приводятся в ПУЭ и справочниках; $K_{рз}$ – коэффициент, учитывающий теплопроводность грунта.

Если не выполняется условие (51.17), то увеличивается сечение кабеля либо их число.

3. Определяется минимальное сечение по условиям термической стойкости к токам КЗ

$$F_{т.мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (51.18)$$

где B_k – тепловой импульс, обусловленный током КЗ, $A^2 \cdot c$; C – коэффициент, зависящий от марки кабеля, $A \cdot c^{1/2} / i \cdot i^2$, приводится в справочниках.

При достаточно большом электрическом удалении точки КЗ от источников, что характерно для большинства сетей, тепловой импульс определяется по формуле

$$B_K = I_{\text{кп/0}}^2 \left[t_{\text{кз}} + T_a \left(1 - e^{\frac{-2t_{\text{кз}}}{T_a}} \right) \right],$$

где $I_{\text{кп/0}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начале проводника при $t = 0$, А; $t_{\text{кз}}$ – продолжительность протекания тока КЗ, с; T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

Продолжительность протекания тока КЗ

$$t_{\text{кз}} = t_3 + t_{\text{мтз}} + t_{\text{св}},$$

где t_3 – время действия всех реле, задействованных в защите, с; $t_{\text{мтз}}$ – уставка реле времени максимально-токовой защиты, с; $t_{\text{св}}$ – собственное время срабатывания выключателя на отключение, которое приводится в справочниках и каталогах, с.

Значение $F_{\text{т.мин}}$, полученное по (51.18), следует округлить до ближайшего стандартного сечения. Если оно окажется больше сечения, выбранного по экономической плотности тока, то сечение кабеля следует увеличить до термически стойкого сечения.

51.5.2. Выбор силовых трансформаторов

Выбор трансформаторов сводится к определению их типа, мощности и числа. Тип трансформаторов, как уже отмечалось выше, определяется условиями эксплуатации: характером суточных и сезонных графиков нагрузок, а также величиной нагрузок и характеристиками окружающей среды. Минимальное число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции, определяется требуемой степенью надежности электроснабжения, а их общее число – минимумом приведенных годовых затрат на систему электроснабжения.

На ГПП и ПГВ, как правило, устанавливается 2 трансформатора. Установка трех и более трансформаторов допускается лишь при тщательном технико-экономическом обосновании.

Мощность трансформаторов определяется из условия

$$S_{\text{т.ГПП}} \geq \frac{\sqrt{(P_p^v)^2 + (Q_{\text{эсI}} - \Delta Q_{\text{т.ГПП}})^2}}{k_{\text{зт.доп}} N_{\text{т}}}, \quad (51.19)$$

где P_p^v – расчетная активная мощность на сборных шинах 6, 10 кВ; $Q_{\text{эсI}}$ – экономически обоснованная величина реактивной мощности, которую можно получить от энергосистемы по льготному тарифу в

точке раздела балансовой принадлежности сетей энергосистемы и предприятия, т.е. на стороне высшего напряжения ГПП; $\Delta Q_{\text{т.ГПП}}$ – потери активной мощности в трансформаторах ГПП; $k_{\text{эт.доп}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, для двухтрансформаторных подстанций принимается равным 0,7; $N_{\text{т}}$ – число трансформаторов.

Величина $Q_{\text{эсI}}$ задается энергосистемой или определяется по формуле

$$Q_{\text{эсI}} = (P_{\text{p}}^{\text{v}} + \Delta P_{\text{т.ГПП}}) \operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}}.$$

Поскольку потери активной мощности в трансформаторах ГПП $\Delta P_{\text{т.ГПП}}$ составляет доли процента от P_{p}^{v} , в последнем выражении ими можно пренебречь. Приближенное значение суммарных потерь реактивной мощности в трансформаторах двухтрансформаторной подстанции можно рассчитать по формуле

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} \approx 0,07 \sqrt{(P_{\text{p}}^{\text{v}})^2 + Q_{\text{эсI}}^2}.$$

Далее по справочникам или каталогам подбирается трансформатор, мощность которого $S_{\text{т.ном}}$ наиболее близка к мощности, найденной по (51.19), причем $S_{\text{т.ном}}$ в общем случае может быть даже меньше $S_{\text{т.ГПП}}$, если в послеаварийном режиме можно отключить часть потребителей без ущерба для предприятия.

При выборе трансформаторов городских и поселковых подстанций, а также подстанций, устанавливаемых в системах электроснабжения цехов, очень важным является нахождение экономически целесообразной единичной мощности трансформаторов, которая во многом определяет затраты на системы городского и цехового электроснабжения. Так при чрезмерном снижении единичной мощности трансформаторов, устанавливаемых на указанных подстанциях, возрастает их число, а следовательно, и капиталовложения на подстанции, которые не окупаются экономией, достигаемой в сетях низшего напряжения. Все это приводит к увеличению затрат на СЭС в целом. К аналогичным результатам может привести и чрезмерное завышение единичной мощности трансформаторов.

Нахождение экономически целесообразной единичной мощности трансформаторов $S_{\text{эт}}$ является чрезвычайно трудоемким процессом, так как при каждом значении единичной мощности трансформаторов требуется полный расчет как сети до 1000 В, так и выше 1000 В.

При практических расчетах, как правило, пользуются установленными на основе многолетнего опыта проектирования зависимостями между $S_{\text{эт}}$ и плотностью нагрузки, которые для городских и цеховых подстанций приведены соответственно в табл. 51.3, 51.4.

Таблица 51.3

Зависимость экономически целесообразной мощности трансформаторов $S_{\text{эт}}$ от плотности нагрузки городов и поселков при малоэтажной застройке (до 6 этажей)

Плотность нагрузки, МВт/км ²	От 0,8 до 1,0	Свыше 1,0 до 2,0	Свыше 2,0 до 5,0	Свыше 5,0 до 8,0
Мощность трансформаторов ТП, кВ·А	1 × 160	1 × 250	1 × 400	1 × 630

Таблица 51.4

Зависимость экономически целесообразной единичной мощности трансформаторов $S_{\text{эт}}$ от плотности σ нагрузки цеха

σ , кВ·А/м ²	0,03...0,05	0,05...0,06	0,06...0,08	0,08...0,11	0,11...0,14
$S_{\text{эт}}$, кВ·А	250	400	500	630	800
σ , кВ·А/м ²	0,14...0,18	0,18...0,25	0,25...0,34	0,34...0,5	>0,5
$S_{\text{эт}}$, кВ·А	1000	1250	1600	2000	2500

В районах многоэтажной застройки (9 этажей и выше) при плотности нагрузки 8 МВт/км² и более применяются двухтрансформаторные подстанции с трансформаторами 630 кВ·А.

К каждой подстанции, установленной в городе или поселке, подключается группа потребителей, суммарная расчетная нагрузка которых $S_{\text{р.тп}} \leq k_{\text{эт,доп}} S_{\text{эт}}$. Значения $k_{\text{эт,доп}}$ приводятся в инструктивных указаниях по проектированию. Следует отметить, что разные территории в пределах одного города или поселка могут иметь разную этажность застройки. Следовательно, оптимальные значения единичных мощностей трансформаторов, установленных на подстанциях этих территорий, будут не одинаковы. В связи со сказанным не представляется возможным записать выражение для определения общего числа трансформаторов, устанавливаемых на всех городских и поселковых подстанциях.

- **Выбор оптимального числа трансформаторов, устанавливаемых в цехах промышленных предприятий,** осуществляется по следующей методике.

1. Определяется плотность нагрузки

$$\sigma = S_p / F_{\text{ц}},$$

где $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ – расчетная нагрузка цеха, кВ·А; $F_{\text{ц}}$ – площадь производственной поверхности пола цеха, м².

2. По таблице 51.4 находится экономически целесообразная единичная мощность трансформатора $S_{\text{эт}}$ и рассчитывается экономически обоснованное значение минимального числа трансформаторов

$$N_{\text{т.мин}}^{\text{э}} = \frac{P_p}{k_{\text{эт.доп}} S_{\text{эт}}} + \Delta N_{\text{т}}, \quad (51.20)$$

где $\Delta N_{\text{т}}$ – добавка до ближайшего целого числа.

Допустимые значения коэффициентов загрузки масляных трансформаторов и трансформаторов с негорючим заполнением типа ТНЗ при взаимном резервировании двух трансформаторов принимаются равными: 0,7 – для потребителей I-й категории; 0,8 – для потребителей II-й категории и 0,95 – для потребителей III-й категории.

Согласно ПУЭ трансформаторы указанных типов в послеаварийных режимах допускают перегрузки на 40 % по 6 часов в течение пяти суток, причем указанные 6 часов могут складываться из любого числа отдельных интервалов суточного графика нагрузок.

3. Определяется оптимальное число трансформаторов

$$N_{\text{т.опт}} = N_{\text{т.мин}}^{\text{э}} + m,$$

где m – добавка до оптимального числа трансформаторов, которая находится по диаграммам, приведенным на рис. 51.33, в зависимости от значений $\Delta N_{\text{т}}$ и $N_{\text{т.мин}}^{\text{э}}$. Так при $N_{\text{т.мин}}^{\text{э}} = 14$, $\Delta N_{\text{т}} = 0,45$ и коэффициенте загрузки всех 14-ти трансформаторов $k_{\text{эт}} = 0,75$ добавка $m = 1$.

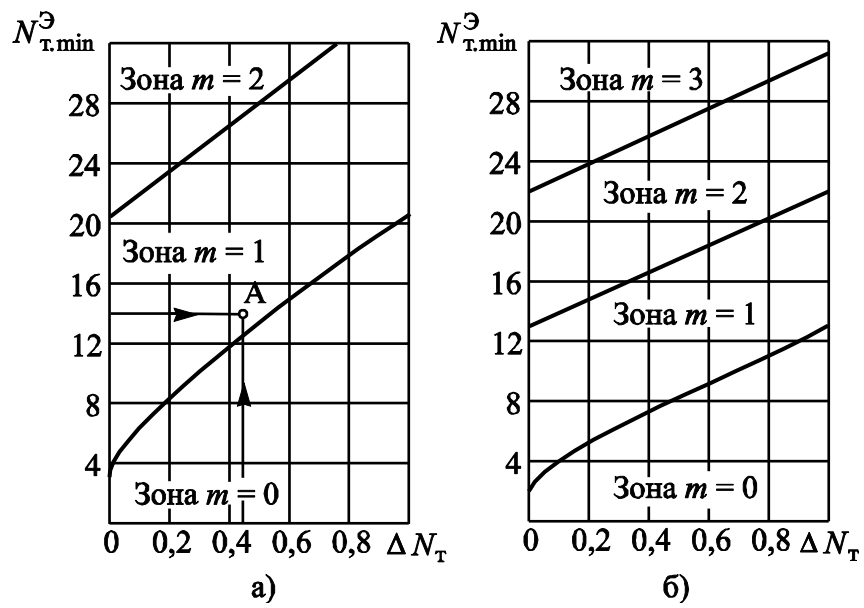


Рис. 51.33. Диаграммы для определения числа трансформаторов m , дополняющих минимальное их число до оптимального:

а – $k_{\varphi 0} = 0,7 \div 0,8$; б – $k_{\varphi 0} = 0,9 \div 1$

Если минимальное число трансформаторов, найденное по (51.20), будет меньше минимального числа трансформаторов $N_{\text{т.мин}}^{\text{н}}$, требуемых по условиям надежности электроснабжения, то принимается $N_{\text{т.опт}} = N_{\text{т.мин}}^{\text{н}}$ и определяется необходимая к установке мощность трансформаторов из условия

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{P_{\text{р}}}{k_{\text{зт.доп}} N_{\text{т.мин}}^{\text{н}}}.$$

Отметим, что в практике проектирования такие случаи встречаются достаточно часто.

4. Находится предельная величина реактивной мощности, которую могут пропустить выбранные трансформаторы

$$Q_{1\text{р}} = \sqrt{\left[\sum_{i=1}^{N_{\text{т}}} k_{\text{зт.доп}} i S_{\text{т.ном}i} \right]^2 - P_{\text{р}}^2}.$$

Если все трансформаторы, принятые к установке в цехе имеют одинаковую мощность, то последнее выражение записывается в виде

$$Q_{1\text{р}} = \sqrt{[N_{\text{т}} k_{\text{зт.доп}} S_{\text{т.ном}}]^2 - P_{\text{р}}^2}.$$

Следует отметить, что значение $Q_{1\text{р}}$ может оказаться как больше, так и меньше потребной в цехе реактивной мощности $Q_{\text{р}}$. Поэтому реальная величина реактивной мощности, пропускаемая трансформаторами

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{\text{р}}, & \text{если } Q_{1\text{р}} \geq Q_{\text{р}}; \\ Q_{1\text{р}}, & \text{если } Q_{1\text{р}} < Q_{\text{р}}. \end{cases}$$

5. В последнем случае, т.е. когда $Q_{1\text{р}} < Q_{\text{р}}$, на стороне низшего напряжения ТП устанавливают низковольтные батареи конденсаторов, мощность которых определяется по формуле

$$Q_{\text{НБК осн}} = Q_{\text{р}} - Q_{1\text{р}}.$$

Наконец, отметим, что с целью снижения складского резерва на предприятии целесообразно устанавливать не более (3–4)-х типовых размеров цеховых трансформаторов.

51.6. Режимы нейтрали электрических сетей

• Общие сведения

Режимы нейтрали электрических сетей имеют большое значение для функционирования и эксплуатации систем электроснабжения. Они в значительной мере определяют надежность электро-

снабжения и условия электробезопасности при эксплуатации как самих сетей, так и питаемых от них электроустановок. Выбор рационального режима нейтрали сети определяется уровнем напряжения, величиной емкостного тока однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) и условиями окружающей среды с точки зрения пожаро- и взрывоопасности.

Выбор способа заземления нейтрали является комплексной проблемой. От ее решения существенно зависят уровни изоляции электрических сетей и коммутационной аппаратуры, величины перенапряжений и мероприятия по их ограничению, токи ОЗЗ, условия работы релейной защиты при замыканиях фаз на землю, электробезопасность, электромагнитное влияние на линии связи и др.

В разных странах сложились различные традиции в способах заземления нейтрали электрических сетей. В ряде европейских стран, в частности, в Германии, а также в Японии предпочтение было отдано заземлению нейтрали через управляемые индуктивности, которые принято называть заземляющими дугогасящими реакторами, а в странах Северной и Южной Америки – глухому заземлению нейтрали. В сетях 3...35 кВ России и бывших Союзных республиках применяют режим изолированной нейтрали, и при определенных уровнях токов ОЗЗ – заземленные через дугогасящие реакторы (ДР) нейтрали.

В сетях других уровней напряжение в основном используется режим глухого заземления нейтрали.

В последнее время ведутся разработки и исследования по применению резистивного заземления нейтрали.

Подход к выбору режимов нейтрали в сетях напряжением до и выше 1000 В различается. При выборе режима нейтрали в сетях напряжением до 1000 В, в первую очередь, учитывают условия электробезопасности, пожаро- и взрывоопасности при эксплуатации электроустановок, питающихся от этих сетей. При выборе режима нейтрали в сетях напряжением выше 1000 В в качестве основных критериев принимаются надежность и экономичность.

- **Режимы нейтрали электрических сетей напряжением до 1000 В**

В большинстве сетей напряжением до 1000 В применяется режим глухого заземления нейтрали. При этом замыкание одной фазы на землю или на корпус оборудования, соединенного с контуром заземления и в нормальном режиме не находящегося под

напряжением, сопровождается существенным увеличением тока. Поэтому присоединение, на котором возникло замыкание, должно быть как можно быстрее отключено защитой. Разумеется, это приводит к снижению надежности электроснабжения. Однако вследствие того, что продолжительность КЗ незначительна, вероятность поражения людей электрическим током также будет невелика.

В сетях, эксплуатируемых в среде, содержащей взрывоопасные смеси, применяют режим изолированной нейтрали. Такую среду имеют, например, шахты, рудники, карьеры, мукомольные и хлопкоперерабатывающие предприятия. В таких сетях предусматриваются защиты от ОЗЗ, работающие на отключение без выдержки времени. Токи при замыканиях фаз на землю в указанных сетях определяются в основном емкостными проводимостями фаз по отношению к земле, и имеют незначительную величину. Все это способствует снижению вероятности возникновения пожаров и взрывов.

- **Режим нейтрали сетей напряжением 6...35 кВ**

Режимы нейтрали сетей напряжением 6...35 кВ регламентируются ПУЭ в зависимости от уровней напряжения и величины токов ОЗЗ. В указанных сетях применяются два режима: с изолированной и заземленной через дугогасящий реактор нейтралью. Последний режим принято называть компенсированным. Он применяется при токах ОЗЗ, равных или превышающих 30 А при напряжении сети $U_c = 6$ кВ, 20 А – при $U_c = 10$ кВ и 10 А – при $U_c = 35$ кВ. При наличии в составе сетей воздушных линий с железобетонными опорами компенсированный режим нейтрали необходимо применять при токах $ОЗЗ \geq 10$ А независимо от уровней напряжения.

К основным режимам работы рассматриваемых электрических сетей можно отнести нормальный режим и режим однофазного замыкания на землю. В нормальном режиме электрической сети изоляция фаз не повреждена. Однофазные замыкания на землю в рассматриваемых сетях составляют до 80 % от общего числа повреждений.

Несмотря на малые токи, режим ОЗЗ является аварийным режимом, т.к. сопровождается перенапряжениями, опасными для изоляции. Кроме того, при этом ухудшаются условия электробезопасности.

Основные параметры (токи и напряжения) сетей с указанными режимами нейтрали, характеризующие работу сетей в установив-

шихся режимах (нормальном и однофазном замыкании на землю) относительно просто могут быть получены с использованием обобщенной трехфазной схемы замещения сети, приведенной на рис. 51.34. На этой схеме показаны положительные направления векторов токов и напряжений. На ней приняты следующие условные обозначения: C_1, C_2, C_3 – емкости фаз сети относительно земли; R_1, R_2, R_3 – активные сопротивления изоляции фаз сети относительно земли; Y_N – проводимость элемента, включенного между нейтралью сети и землей; R_3 – активное сопротивление в месте замыкания на землю; $\underline{U}_1, \underline{U}_2, \underline{U}_3$ – фазные напряжения сети (источника питания); \underline{U}_N – напряжение между нейтралью сети и землей; $\underline{U}_{1t}, \underline{U}_{2t}, \underline{U}_{3t}$ – напряжение фаз сети по отношению к земле; $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \underline{I}_3$ – токи, обусловленные напряжениями и проводимостями фаз по отношению к земле; \underline{I}_{33} – ток ОЗЗ; \underline{I}_0 – остаточный ток в месте ОЗЗ; \underline{I}_N – ток протекающий по элементу, включенному между нейтралью и землей.

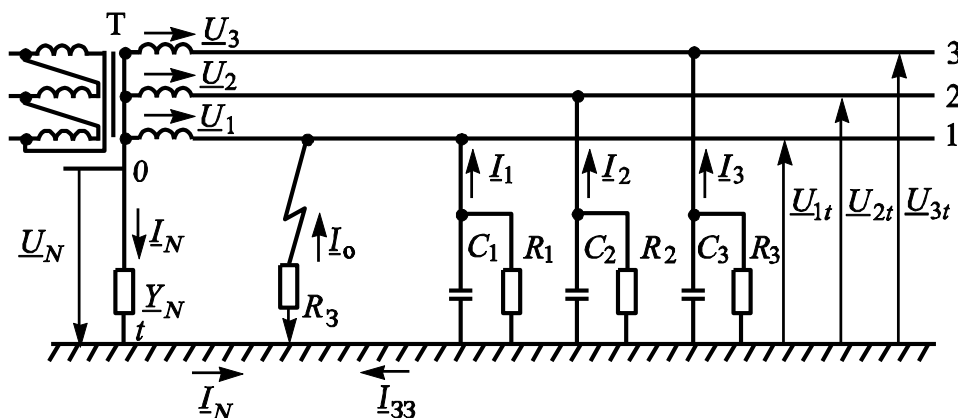


Рис. 51.34. Обобщенная трехфазная схема замещения для установившихся режимов сети

При составлении схемы замещения принимаются следующие допущения.

1. Распределенные параметры, такие как емкости фаз C_i по отношению к земле и активные сопротивления изоляции R_i фаз заменены сосредоточенными. Такая замена возможна ввиду того, что длина гальванически связанных между собой распределительных сетей во много раз меньше длины электромагнитной волны основной частоты.

2. Не учитываются сопротивления силовых трансформаторов, линий электропередач и других элементов, так как они во много раз меньше сопротивлений фаз по отношению к земле.

3. Не учитываются междофазные емкости, так как они не оказывают существенного влияния на параметры установившихся режимов.

Устройства заземления нейтрали (высокоомный резистор или дугогасящий реактор) подключаются к выводу нейтрали высоковольтной обмотки трансформатора собственных нужд или специального (заземляющего) трансформатора. В последнем случае низковольтная обмотка трансформатора соединяется в треугольник с целью снижения сопротивления нулевой последовательности.

Согласно первому закону Кирхгофа для нормального режима работы ($R_3 = \infty$) можно записать

$$\underline{I}_N = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3.$$

Выражая токи, входящие в эту формулу через соответствующие проводимости и напряжения получим

$$\underline{U}_N \underline{Y}_N = \underline{U}_{1t} \underline{Y}_1 + \underline{U}_{2t} \underline{Y}_2 + \underline{U}_{3t} \underline{Y}_3,$$

где $\underline{Y}_i = \frac{1}{R_i} + j\omega C_i$ – проводимости фаз по отношению к земле.

Напряжения фаз по отношению к земле можно представить в виде: $\underline{U}_{it} = \underline{U}_i - \underline{U}_N$, подставив которые в предыдущее выражение получим

$$\underline{U}_N = \frac{\sum_{i=1}^3 \underline{U}_i \underline{Y}_i}{\underline{Y}_N + \sum_{i=1}^3 \underline{Y}_i}. \quad (51.21)$$

• Электрическая сеть с изолированной нейтралью

При условии $\underline{Y}_N = 0$, что соответствует режиму изолированной нейтрали (51.21) принимает вид

$$\underline{U}_N = \frac{\sum_{i=1}^3 \underline{U}_i \underline{Y}_i}{\sum_{i=1}^3 \underline{Y}_i} = \underline{U}_{\text{нс}},$$

где $\underline{U}_{\text{нс}}$ – напряжение естественной несимметрии.

При симметричной системе напряжений источника последнее выражение можно представить в виде

$$\underline{U}_N = \underline{U}_1 \frac{\left(\frac{1}{R_1} + j\omega C_1\right) + a^2 \left(\frac{1}{R_2} + j\omega C_2\right) + a \left(\frac{1}{R_3} + j\omega C_3\right)}{\frac{1}{R_1} + j\omega C_1 + \frac{1}{R_2} + j\omega C_2 + \frac{1}{R_3} + j\omega C_3},$$

где a и a^2 – фазные множители.

Учитывая то, что активные сопротивления фаз относительно земли намного превышают емкостные сопротивления фаз по отношению к земле, для упрощения расчетных соотношений можно принять $R_1 \approx R_2 \approx R_3 = R$.

Тогда последнее соотношение запишется в виде

$$\underline{U}_N \approx \underline{U}_1 \frac{C_1 + a^2 C_2 + a C_3}{C_\Sigma (1 - jd)}, \quad (51.22)$$

где $C_\Sigma = C_1 + C_2 + C_3$ – суммарная емкость сети по отношению к земле, $d = 3/R\omega C_\Sigma$ – коэффициент успокоения сети с изолированной нейтралью, который для кабельных сетей с нормальной изоляцией составляет 0,02...0,03, а для воздушных – 0,02...0,04 (в сухую погоду) и значительно большие величины при высокой влажности.

Как видно из полученных выражений, напряжение естественной несимметрии определяется в основном несимметрией проводимостей фаз по отношению к земле и фазных напряжений источника. Оно составляет незначительную величину, как правило, не превышающую 3–5 % U_ϕ , что значительно меньше допускаемой Правилами технической эксплуатации сетей величины, равной 15 % U_ϕ .

При замыкании на землю ($R_3 \neq \infty$), например фазы 1, напряжение нейтрали

$$\underline{U}_N = \frac{\underline{U}_1 \left(\frac{1}{R_3} + \underline{Y}_1\right) + \underline{U}_2 \underline{Y}_2 + \underline{U}_3 \underline{Y}_3}{\frac{1}{R_3} + \underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_3}.$$

Примем сейчас и в дальнейшем систему фазных напряжений источника симметричной. Тогда последнее выражение запишется в виде

$$\underline{U}_N = \underline{U}_1 \frac{\frac{1}{R_3} + j\omega(C_1 + a^2 C_2 + a C_3)}{\frac{1}{R_3} + \frac{3}{R} + j\omega C_\Sigma}.$$

Вынесем из числителя и знаменателя $j\omega C_\Sigma$. В результате получим

$$\underline{U}_N = \underline{U}_1 \frac{\frac{C_1 + a^2 C_2 + a C_3}{C_\Sigma} - j d_3}{1 - j(d_3 + d)}, \quad (51.23)$$

где $d_3 = 1/\omega C_\Sigma R_3$ – коэффициент успокоения, обусловленный сопротивлением R_3 .

При условии металлического замыкания на землю ($R_3 = 0$)

$$\underline{U}_{1t} = \underline{U}_1 - \underline{U}_N = 0,$$

откуда $\underline{U}_N = \underline{U}_1$.

Найдем выражение для определения остаточного тока в месте замыкания на землю, который в данном случае равняется току ОЗЗ

$$\underline{I}_{33} = \frac{\underline{U}_{1t}}{R_3} = \frac{\underline{U}_1 - \underline{U}_N}{R_3}.$$

Подставив в последнее выражение вместо \underline{U}_N (51.23) получим

$$\underline{I}_{33} = \frac{\underline{U}_1(1 - jd) - \underline{U}_1 \frac{C_1 + a^2 C_2 + a C_3}{C_\Sigma}}{R_3[1 - j(d_3 + d)]}.$$

Умножим и разделим второе слагаемое числителя на $(1 - jd)$, а саму дробь на $j\omega C_\Sigma$. Проведем несложные преобразования, найдем искомое выражение для тока ОЗЗ

$$\underline{I}_{33} = \frac{j\omega C_\Sigma \underline{U}_1(1 - jd) - j\omega C_\Sigma \underline{U}_{\text{нс}}(1 - jd)}{j\omega C_\Sigma R_3 + \omega C_\Sigma R_3 d_3 + \omega C_\Sigma R_3 d} = \frac{\underline{I}_{3c}(1 - jd) - \underline{I}_{\text{нс}}(1 - jd)}{1 + \lambda d + j\lambda},$$

где $\lambda = \omega C_\Sigma R_3 = 1/d_3$ – коэффициент, характеризующий степень замыкания на землю; \underline{I}_{3c} и $\underline{I}_{\text{нс}}$ – емкостные составляющие тока, обусловленные соответственно фазным напряжением сети и напряжением естественной несимметрии.

При металлическом замыкании на землю $R_3 = 0$, а ток ОЗЗ будет иметь максимальное значение

$$\underline{I}_{33} = \underline{I}_{3c}(1 - jd) - \underline{I}_{\text{нс}}(1 - jd).$$

Учитывая то, что $U_{\text{нс}} \ll U_1$, вторым слагаемым в последнем выражении можно пренебречь. Тогда

$$\underline{I}_{33} \approx \underline{I}_{3c}(1 - jd) = \underline{I}_{3c} - j\underline{I}_{3c}d = \underline{I}_{3c} + \underline{I}_{3a},$$

где $\underline{I}_{3c}, \underline{I}_{3a}$ – емкостная и активная составляющие тока ОЗЗ при вышепринятых допущениях.

На рис. 51.35 представлены векторные диаграммы токов и напряжений сети с изолированной нейтралью для нормального и аварийного (ОЗЗ) режимов. На диаграмме для нормального режима вектор напряжения естественной несимметрии $\underline{U}_{\text{нс}}$ – показан увеличенным примерно в 10 раз.

При замыкании на землю, например фазы 1, напряжение U_{1t} уменьшается (при $R_3 = 0$ – до нуля). Напряжения двух других фаз U_{2t} и U_{3t} возрастают (при $R_3 = 0$ – до линейных). На векторной диаграмме надстрочные индексы «'» указывают на принадлежность параметра режиму ОЗЗ.

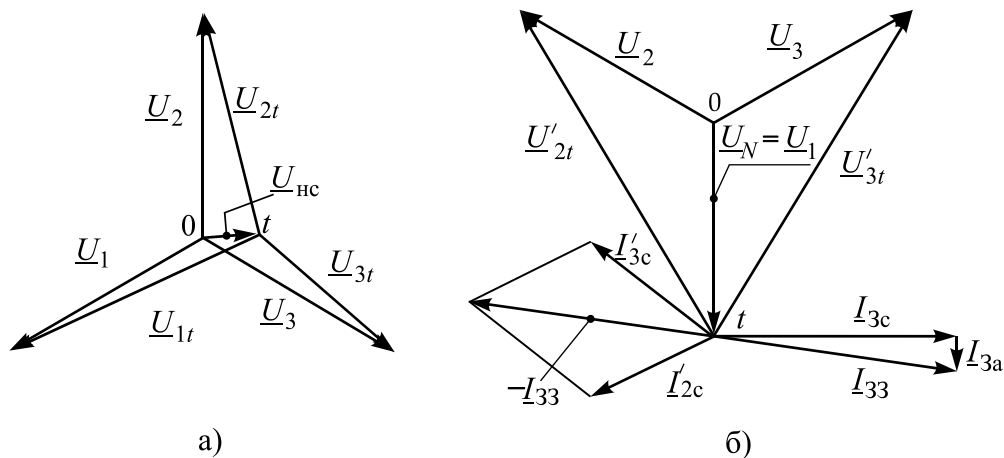


Рис. 51.35. Векторные диаграммы токов и напряжений сети с изолированной нейтралью: а – нормальный; б – режим ОЗЗ при $R_3 = 0$

При $R_3 = 0$ ток $I_1 = 0$, токи I_2 и I_3 возрастают в $\sqrt{3}$ раз. Их векторная сумма, взятая с обратным знаком, представляет собой вектор тока ОЗЗ \underline{I}_{33} .

При проектировании и эксплуатации СЭС величину емкостной составляющей тока ОЗЗ можно оценить по формуле

$$I_{3c} \approx \sum_{i=1}^n I_{c.уд} l_i,$$

где $I_{с.уд}$ – удельная величина емкостного тока, А/км, приводится в справочниках в функции марки кабеля и его сечения, а также уровня напряжения; l_i – длина i -го участка сети, км.

Величины токов ОЗЗ большинства сетей составляют от единиц до десятков ампер и значительно реже сотни, т.е. они имеют незначительную величину.

Как видно из приведенных векторных диаграмм (рис. 51.35) при ОЗЗ треугольник линейных напряжений сети не изменяется. Поэтому ОЗЗ не отражаются на условиях питания и режиме работы электроприемников, подключенных к данной электрической сети. В этом заключается главное преимущество сетей с изолированными и компенсированными нейтралями по сравнению с сетями с глухим заземлением нейтрали.

Длительность существования ОЗЗ в сети определяется, главным образом, двумя факторами: термическим действием тока ОЗЗ на изоляцию в месте повреждения и перенапряжениями, возникающими в сети при дуговых ОЗЗ. Согласно данным различных источников они достигают значений равных $4,5 U_{тф}$, т.е. превышают амплитудное значение фазного напряжения в 4,5 раза. Следует отметить, что частота возникновения перенапряжений такой величины незначительна.

Термическое действие тока ОЗЗ в месте повреждения, как при устойчивом, так и при дуговом замыкании, может привести к разрушению изоляции других фаз или междофазной изоляции. В результате возникает двухфазное КЗ или двухфазное КЗ на землю, что приводит к отключению поврежденного участка сети. С целью ограничения термического действия тока ОЗЗ ПУЭ рекомендует компенсировать емкостную составляющую токов ОЗЗ индуктивными токами дугогасящих реакторов.

Отметим, что для новой изоляции, эксплуатируемой в нормальных условиях, указанные величины перенапряжений не представляют опасности. Однако в процессе эксплуатации происходит естественный износ изоляции. В ряде случаев изоляция эксплуатируется при неблагоприятных условиях. Указанные факторы приводят к снижению электрической прочности изоляции. В результате пробоя изоляции происходят при значительно меньших по сравнению с указанными выше значениями перенапряжениях. Так как повышенные значения напряжений распространяются по всей сети со скоростью близкой к скорости света, то пробой изоляции возмож-

ны в разных точках сети и разных фазах. В этом случае возникают многоместные короткие замыкания через землю, что приводит к отключению нескольких присоединений. По данным различных источников, в сетях с изолированными нейтралями около 40 % ОЗЗ переходят в междуфазные короткие замыкания. Кроме того, в рассматриваемых сетях при ОЗЗ существует повышенная вероятность возникновения феррорезонансных процессов, а изоляция сетей должна быть рассчитана на линейное напряжение.

Таким образом, режим изолированной нейтрали имеет ряд существенных недостатков, и не всегда является лучшим.

- **Электрическая сеть с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор**

В схемах замещения сетей дугогасящие реакторы представляются в виде параллельно соединенных активного R_p и индуктивного $X_p = \omega L_p$ сопротивлений. То есть

$$\underline{Y}_N = \frac{1}{R_p} + \frac{1}{j\omega L_p}.$$

С учетом этого и (51.21) напряжение смещения нейтрали в нормальном режиме сети ($R_3 = \infty$)

$$\underline{U}_N = \underline{U}_1 \frac{j\omega(C_1 + a^2 C_2 + a C_3)}{\frac{1}{R_p} + \frac{1}{j\omega L_p} + \frac{3}{R} + j\omega C_\Sigma}.$$

Вынесем из знаменателя $j\omega C_\Sigma$, а дробь умножим и разделим на $(1 - jd)$. В результате после несложных преобразований получим

$$\underline{U}_N = \underline{U}_1 \frac{\frac{C_1 + a^2 C_2 + a C_3}{C_\Sigma} \cdot \frac{1 - jd}{1 - jd}}{\left[1 - \frac{1}{\omega L_p \omega C_\Sigma} - j(d_p + d) \right]} = \underline{U}_{\text{нс}} \frac{1 - jd}{\nu - jd_3} = \underline{U}_0,$$

где $d_p = \frac{1}{\omega C_\Sigma R_p}$ – коэффициент успокоения, обусловленный актив-

ным сопротивлением дугогасящего реактора; $1/\omega L_p \omega C_\Sigma = X_c/X_p = K$ – коэффициент настройки системы компенсации; $\nu = 1 - K$ – степень расстройки компенсации; \underline{U}_0 – вектор напряжения смещения нейтрали.

Как видно из последнего соотношения напряжение смещения нейтрали зависит от степени расстройки компенсации и коэффициента успокоения компенсированной сети $d_3 = d + d_p$, который, как правило, находится в пределах 0,04...0,06. Выразим напряжение смещения нейтрали в долях от напряжения естественной несимметрии

$$\frac{U_0}{U_{\text{нс}}} = \sqrt{\frac{1+d^2}{\nu^2 + d_3^2}}. \quad (51.24)$$

Анализ вышеприведенных соотношений показывает то, что изменением индуктивной проводимости $b_L = 1/(\omega L_p)$ дугогасящего реактора при постоянной емкостной проводимости $b_c = \omega C_\Sigma$ электрической сети можно обеспечить три характерные настройки компенсации (рис. 51.36):

а) $b_L < b_c$, что соответствует режиму недокомпенсации. При этом коэффициент настройки $K < 1$, а степень расстройки компенсации $\nu = 1 - K > 0$. При $b_L = 0$, т.е. $X_p = \infty$, $d_3 = d$, а степень расстройки компенсации $\nu = 1$, т.е. сеть

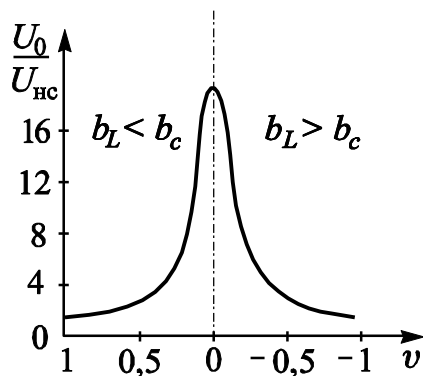


Рис. 51.36. Зависимость напряжения смещения нейтрали от степени расстройки компенсации

переходит в режим работы с изолированной нейтралью;

б) $b_L = b_c$, $K = 1$, $\nu = 0$, что соответствует режиму резонансной настройки компенсации;

в) $b_L > b_c$, $K > 1$, $\nu < 0$ – режим перекомпенсации. При $b_L \rightarrow \infty$, степень расстройки компенсации $\nu \rightarrow -\infty$, т.е. электрическая сеть переходит в режим работы с глухозаземленной нейтралью.

Из изложенного выше следует, что подключение между нейтралью сети и землей управляемой индуктивности (ДР) дает возможность управлять режимом нейтрали.

При резонансной настройке $\nu = 0$, а напряжение смещения нейтрали имеет максимальное значение, которое можно оценить по формуле, полученной из (51.24) с учетом того, что $d \ll 1$

$$U_{0\text{max}} \approx U_{\text{нс}} / d_3.$$

При условии $d_3 = 0,05$ значение $U_{0\text{max}} = 20 U_{\text{нс}}$. Так как согласно требованиям Правил технической эксплуатации $U_{0\text{max}} \leq 15 \% U_\phi$, то в сети с компенсацией емкостных токов напряжение есте-

ственной несимметрии не должно быть более 0,75 % U_{ϕ} . В противном случае следует его уменьшить.

В режиме замыкания на землю ($R_3 \neq \infty$) напряжение между нейтралью сети и землей

$$\underline{U}_N = \underline{U}_1 \frac{\frac{1}{R_3} + j\omega(C_1 + a^2 C_2 + a C_3)}{\frac{1}{R_3} + \frac{1}{R_p} + \frac{1}{j\omega L_p} + \frac{3}{R} + j\omega C_{\Sigma}}.$$

Вынесем $j\omega C_{\Sigma}$ из знаменателя и числителя дроби. В результате после некоторых преобразований с учетом принятых ранее обозначений последнее выражение запишется в виде

$$\underline{U}_N = \underline{U}_1 \frac{C_1 + a^2 C_2 + a C_3 - j d_3}{C_{\Sigma} \nu - j(d_3 + d_3)}. \quad (51.25)$$

Остаточный ток в месте замыкания на землю определим аналогично току, как это было сделано для сети с изолированной нейтралью

$$\underline{I}_o = \frac{\underline{U}_{1t}}{R_{\zeta}} = \frac{\underline{U}_1 - \underline{U}_N}{R_{\zeta}}.$$

После подстановки в последнее выражение вместо \underline{U}_N (51.25) и соответствующих преобразований получим

$$\underline{I}_o = \frac{\underline{I}_{3c}(\nu - j d_3) - \underline{I}_{nc}(1 - j d)}{1 + \lambda d_3 + j \lambda \nu}.$$

При металлическом замыкании на землю $\lambda = 0$, а остаточный ток в месте ОЗЗ

$$\underline{I}_o = \underline{I}_{3c}(\nu - j d_3) - \underline{I}_{nc}(1 - j d).$$

В практических расчетах в последнем выражении вторым слагаемым можно пренебречь, т.к. \underline{I}_{nc} в пределе составляет всего 0,75 % от \underline{I}_{3c} .

С учетом изложенного можно записать

$$\begin{aligned} \underline{I}_o &\approx \underline{I}_{3c}(\nu - j d_3) = j\omega C_{\Sigma} \underline{U}_1 \left[1 - \frac{1}{\omega L_p \omega C_{\Sigma}} - j \left(\frac{1}{\omega C_{\Sigma} R_p} + \frac{3}{\omega C_{\Sigma} R} \right) \right] = \\ &= \underline{I}_{3c} + \underline{I}_{pL} + \underline{I}_{pa} + \underline{I}_{3a}. \end{aligned}$$

Модуль вектора остаточного тока в месте ОЗЗ

$$I_o \approx I_{3c} \sqrt{\nu^2 + d_3^2}. \quad (51.26)$$

На рис. 51.37 приведена кривая зависимости относительной величины остаточного тока от степени расстройки компенсации при $d_3 = 0,05$ (пунктирная линия). Сплошные линии соответствуют $d_3 = 0$. Из (51.26) следует, что остаточный ток в месте замыкания имеет минимум при $\nu = 0$ и равняется $I_{3c}d_3$. Остаточный ток в общем случае может содержать активную и реактивную составляющие, высшие гармоники и составляющую, обусловленную несимметрией параметров фаз относительно земли. Если не учитывать высшие гармоники в симметричной сети при резонансной настройке ток I_0 в 20–25 раз меньше емкостной составляющей тока ОЗЗ.

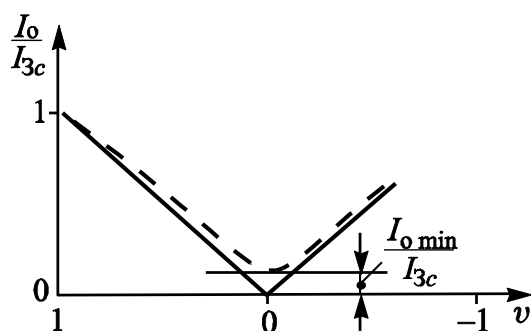


Рис. 51.37. Зависимость относительного значения остаточного тока в месте ОЗЗ от степени расстройки компенсации

При этом переходы ОЗЗ в междуфазные КЗ снижаются от 40–60 до 3–5 процентов.

На рис. 51.38 представлена векторная диаграмма напряжений и токов при ОЗЗ в режиме резонансной настройки системы компенсации. Здесь емкостная составляющая I_{3c} тока ОЗЗ компенсируется индуктивной составляющей тока дугогасящего реактора I_{pL} . Активные составляющие токов ОЗЗ I_{3a} и реактора I_{pa} суммируются, образуя активную составляющую остаточного тока.

Режим настройки системы компенсации существенно влияет на динамику переходных процессов, а также на кратность и вероятность возникновения

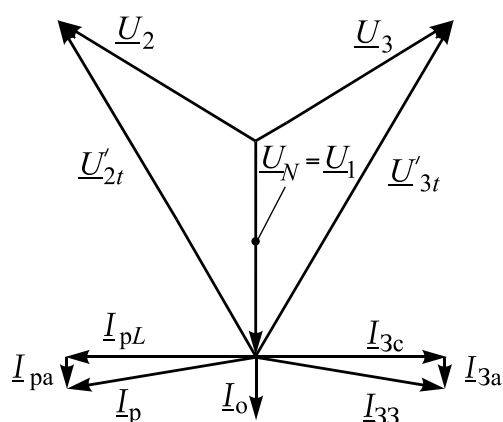


Рис. 51.38. Векторная диаграмма токов и напряжений при металлическом ОЗЗ в режиме резонансной настройки системы компенсации

максимальных перенапряжений как на здоровых, так и на поврежденной фазах. Кроме того, режим настройки системы компенсации влияет на время восстановления напряжения на поврежденной фазе после гашения дуги в месте ОЗЗ. Самые благоприятные усло-

вия с точки зрения улучшения вышеперечисленных важнейших параметров возникают при резонансной настройке системы компенсации, т.е. $\nu = 0$. Так при изменении степени расстройки компенсации от 1 до 0 и $d_3 = 0,05$ максимальные перенапряжения на здоровых фазах снижаются с $3,2 U_{фm}$ до $2,4 U_{фm}$, а время восстановления напряжения на поврежденной фазе после гашения дуги t_v возрастает с 0,02 до 0,4 с, что увеличивает вероятность восстановления электрической прочности поврежденного промежутка и снижает вероятность повторных пробоев изоляции. Кроме того, при резонансной настройке компенсации улучшаются условия электробезопасности для персонала вследствие снижения шаговых напряжений.

Следует отметить, что эффективность действия систем компенсации емкостных токов ОЗЗ резко снижается при степени расстройки $|\nu| > 5 \%$. Поэтому для поддержания режима резонансной настройки необходимо применение плавно или мелкоступенчато регулируемых ДР и систем автоматического управления ими.

- **Режимы нейтрали электрических сетей напряжением 110 кВ и выше**

Для электроснабжения средних и крупных промышленных предприятий (металлургические, химические и другие производства) широко применяются сети напряжением 110...330 кВ. Нейтраль указанных сетей заземляется наглухо либо через небольшое активное или индуктивное сопротивление. Такое заземление принято называть эффективным заземлением нейтрали.

Глухое заземление нейтрали позволяет существенно снизить требования к изоляции электрических сетей, так как напряжения на здоровых фазах при однофазном КЗ на землю практически не увеличивается. Возможность такого снижения имеет серьезное экономическое значение для указанных сетей 110 и выше кВ, так как стоимость оборудования быстро возрастает с повышением уровня изоляции. Именно поэтому электрические сети таких классов напряжений работают с глухим заземлением нейтрали.

Глухое заземление нейтрали имеет и недостатки, отрицательно влияющие на бесперебойность электроснабжения потребителей, устойчивость работы энергосистемы, условия работы средств связи, сигнализации и коммутационной аппаратуры.

При глухом или эффективном заземлении нейтрали замыкание фазы на землю является однофазным КЗ. Тяжелыми аварийными

режимами являются также двух- и трехфазные КЗ на землю. Однако при однофазных КЗ токи часто превышают значений токов, возникающих при других видах КЗ в той же точке сети. Поэтому наиболее тяжелыми режимами для рассматриваемых сетей являются однофазные КЗ на землю.

Для ограничения тока однофазного и двухфазного КЗ на землю нейтраль заземляют через низкоомные активные и индуктивные сопротивления, и такую электрическую сеть, как уже было отмечено выше, называют сетью с эффективно заземленной нейтралью.

При эффективном заземлении нейтрали сопротивление заземления выбирается таким, чтобы напряжение на здоровых фазах при однофазном КЗ на землю не превышало 0,8 линейного или 1,4 фазного напряжения сети. Поэтому в такой сети применяют так называемые 80 %-ные грозозащитные разрядники или ограничители перенапряжений, что позволяет уменьшить стоимость изоляции сети. Если перенапряжения на здоровых фазах превышают указанные значения, то заземление нейтрали считается неэффективным, и для защиты таких сетей применяются 115 %-ные разрядники.

Кроме указанного выше технического решения для ограничения тока однофазного и двухфазного КЗ разземляют нейтрали отдельных силовых трансформаторов, получающих питание от сетей напряжением 110...220 кВ, что приводит к увеличению суммарного сопротивления нулевой последовательности сети. Режимы работы нейтрали силовых трансформаторов, подключенных к сетям 110...220 кВ, определяется из условия снижения токов указанных видов несимметричных КЗ до величин, меньших токов трехфазных КЗ, и задается энергосистемой.

Для удобства эксплуатации отмеченных выше трансформаторов заземление их нейтралей осуществляется через однофазные заземляющие разъединители типа ЗОН – 110 (220).

Следует отметить, что нейтрали силовых трансформаторов напряжением 110...220 кВ, как правило, имеют неполную изоляцию. Поэтому для защиты их от перенапряжений в режимах работы с разземленной нейтралью к нейтралям трансформаторов до недавнего времени подключали вентильные разрядники типа РВС или РВМГ, а в настоящее время – ограничители перенапряжений типа ОПН. Номинальное напряжение указанных разрядников (ограничителей перенапряжений) должно приблизительно равняться фазному напряжению сети.

51.7. Электрические аппараты

Все множество электрических аппаратов, используемых в СЭС, можно поделить на следующие группы: коммутационные, защитные от сверхтоков и перенапряжений, токоограничивающие и измерительные.

- **Коммутационные и защитные аппараты**

Основными коммутационными аппаратами в распределительных сетях систем электроснабжения являются выключатели и

разъединители. *Выключатели* рассчитаны на коммутацию рабочих токов и токов коротких замыканий. По исполнению высоковольтные выключатели разделяют на баковые с большим или малым объемом масла, электромагнитные, вакуумные, элегазовые. До недавнего времени основное применение имели выключатели с масляной изоляцией фаз. В таких аппаратах гашение дуги, возникающее при размыкании контактов, происходит в масле, которое способствует быстрому ее гашению. Время срабатывания выключателя около 0,1 с. В электромагнитных выключателях дуга гасится электромагнитным полем дугогасящего устройства. В последние годы стали широко применяться вакуумные и элегазовые выключатели. Вакуумные выключатели имеют меньшее время срабатывания, больший ресурс по числу коммутаций (отключение – включение) и ряд других преимуществ. Элегазовые выключатели значительно компактнее масляных. Кроме того, они, также как и вакуумные выключатели, имеют высокий эксплуатационный ресурс. Коммутации выключателей осуществляются с помощью пружинного или электромагнитного привода, вручную или дистанционно.

Выключатели нагрузки выпускаются на напряжение 6...10 кВ. Они предназначены для коммутации рабочих токов не более 400 А, а при оснащении их высоковольтными предохранителями – и токов коротких замыканий. Дугогасящим устройством выключателя нагрузки служит пластмассовая камера с газогенерирующими вкладышами из органического стекла.

В сетях низшего напряжения применяют *автоматические выключатели*. Они предназначены для автоматического размыкания электрических цепей при коротких замыканиях, недопустимых перегрузках по току и нечастых коммутаций в нормальном режиме работы сети. Автоматические выключатели выпускаются с регулируемыми электромагнитными расцепителями максимального тока мгновенного действия и с часовыми механизмами. Включаются автоматические выключатели вручную или дистанционно.

Разъединители предназначены для коммутации отдельных участков сети или оборудования без нагрузки. Ими можно отключать и незначительные нагрузки – холостой ход трансформаторов, небольшие емкостные токи. Разъединители используют также для создания видимого разрыва электрической цепи при работе персонала на линии или оборудовании. Выпускаются на все номинальные токи и напряжения.

Предохранители предназначены для защиты отдельных аппаратов и участков сети от токов коротких замыканий и перегрузки по току. Их изготавливают низковольтными и высоковольтными. На напряжение 6...10 кВ применяют предохранители с фарфоровым или стеклянным патроном, заполненным кварцевым песком. Внутри патрона – плавкая вставка в виде медных проволок. Низковольтные предохранители выполняются насыпными. Плавкая вставка помещена в фибровую или керамическую трубку, заполненную кварцевым песком. Изготавливаются на номинальные токи до 1000 А.

Коммутационные и защитные аппараты устанавливаются в цепях трансформаторов и отходящих линий.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения предназначены соответственно для подключения к ним токовых и напряженческих цепей релейной защиты и приборов. Применение измерительных трансформаторов позволяет: отделить измерительные цепи от первичных, что обеспечивает безопасность измерений, удобство обслуживания цепей релейной защиты; стандартизировать приборы и реле по току и напряжению (5 А и 100 В). Для безопасности измерений вторичные обмотки измерительных трансформаторов заземляют.

К вторичным обмоткам трансформаторов тока присоединяют амперметры, токовые цепи ваттметров, счетчиков и обмотки токовых реле, к вторичным обмоткам трансформаторов напряжения – вольтметры, цепи напряжения ваттметров, счетчиков и обмотки реле напряжений.

Трансформаторы напряжения выпускаются четырех классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3. Эти цифры означают погрешность измерения по напряжению в процентах. Трансформаторы класса точности 0,2 предназначены для лабораторных измерений; 0,5 – для подключения цепей напряжения счетчиков электрической энергии, используемых для коммерческого учета; 1 и 3 – для присоединения цепей напряжения других измерительных приборов и реле. В зависимости от присоединенной мощности приборов и реле к трансформатору напряжения погрешность измерения может меняться и увеличиваться в случае превышения допустимого значения.

Промышленность выпускает трансформаторы напряжения различных типов, однофазные и трехфазные, для внутренней и наружной установки, всех классов напряжений. Например, для сетей напряжением 6...35 кВ выпускаются трансформаторы типов НОМ-трансформатор напряжения однофазный масляный для изме-

рения одного линейного напряжения и ЗНОЛ-трансформатор напряжения однофазный с литой изоляцией и двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для контроля изоляции. Из трех таких трансформаторов типа ЗНОЛ собирается трехфазная группа, причем одни из указанных вторичных обмоток этой группы трансформаторов соединяются в разомкнутый треугольник, а вторые, также как и обмотки первичного напряжения, – в трехлучевую звезду с выведенным нулем. С целью контроля изоляции нулевой вывод первичной обмотки трехфазной группы заземляется. Следует отметить, что в эксплуатации находится большое число трехфазных масляных трансформаторов напряжения типа НТМИ с двумя вторичными обмотками в каждой фазе. В настоящее время вместо трансформаторов напряжения типа НТМИ промышленностью разработано и освоено производство антирезонансных трансформаторов напряжения типа НАМИ.

Трансформаторы тока выпускаются пяти классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Погрешность измерений по току в них соответствует приведенным цифрам. Каждому классу точности соответствует допустимая вторичная нагрузка, при превышении которой точность измерений снижается.

Все электрические аппараты выбираются исходя из нормальных условий работы, и проверяются по условиям стойкости к токам короткого замыкания. Запишем эти условия в краткой форме

$$U_{\text{ном.ап}} \geq U_{\text{ном.с}}; B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.расч}};$$

$$I_{\text{ном.ап}} \geq I_{\text{раб.макс}}; i_{\text{у.ап}} \geq i_{\text{у.расч}}.$$

Отметим, что расчетные соотношения для определения ударного тока КЗ $i_{\text{у.расч}}$ и теплового импульса $B_{\text{к.расч}}$ приведены соответственно в параграфах 51.4.3 и 51.5.1. Данные аппаратов берутся из справочников или каталогов.

Выключатели дополнительно к перечисленным условиям проверяются по отключающей мощности или току, а измерительные трансформаторы тока и напряжений – по классу точности, путем сравнения допустимых нагрузок с фактическими нагрузками. При этом должны соблюдаться условия:

для трансформаторов напряжения

$$S_{\text{наг.доп}} \geq \sum S_{\text{приб}i};$$

для трансформаторов тока

$$Z_{2\text{ном}} \approx R_{2\text{ном}} \geq R_{\text{пров}} + R_{\text{конт}} + \sum R_{\text{приб}i},$$

где $S_{\text{наг.доп}}$ и $R_{2\text{ном}}$ – паспортные значения допустимых нагрузок со-

ответственно трансформаторов напряжения и тока, превышение которых приводит к снижению класса точности; $\sum S_{\text{приб}i}$ – суммарная мощность потребляемая приборами, подключенными к трансформатору напряжения; $\sum R_{\text{приб}i}$ – суммарное активное сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока; $R_{\text{пров}}$ и $R_{\text{конт}}$ – сопротивления соединительных проводов и контактов.

Суммарное сопротивление контактов можно принять равным 0,1 Ома.

51.8. Защита сетей от перенапряжений и перегрузок по току

• Защита от перенапряжений

В сетях возможны кратковременные повышения напряжения, которые принято называть перенапряжениями. Они возникают вследствие атмосферных явлений и при коммутациях в электроустановках. При перенапряжениях возможен пробой изоляции с последующим коротким замыканием и отключением потребителей.

Наиболее опасный вид воздействия атмосферных перенапряжений – это **прямой удар молнии в объект**. Напряжение на объекте при этом может достигать миллионов вольт, что неизбежно нарушит изоляцию электроустановок. Для защиты от прямых ударов молнии используют молниеотводы, представляющие собой высокую деревянную или стальную мачту, вертикально закрепленную в земле. Наверху мачты укрепляют молниеприемник, изготовленный из стального стержня, трубы или угловой стали сечением не менее 100 мм². Молниеприемник должен быть выше мачты не менее чем на 20 см и не более чем на 2 м, соединяться токоотводом из стальной проволоки диаметром не менее 6 мм, который укреплен вдоль мачты и соединен с заземлением, выполненным из стержней или угловой стали. Сопротивление заземления должно быть не более 15...20 Ом. Заземление следует располагать не ближе 0,5...0,8 м от фундаментов зданий, у животноводческих помещений не ближе 4,5 м от стен. Протяженные объекты, такие как линии электропередачи, крупные подстанции, защищают заземленными тросами, натянутыми над защищаемыми объектами.

Линии напряжением до 35 кВ включительно, а на деревянных опорах до 110 кВ, не защищают от прямых ударов тросами из экономических соображений. Зона защиты одиночного, двойного и тройного молниеотводов показана на рис. 51.39.

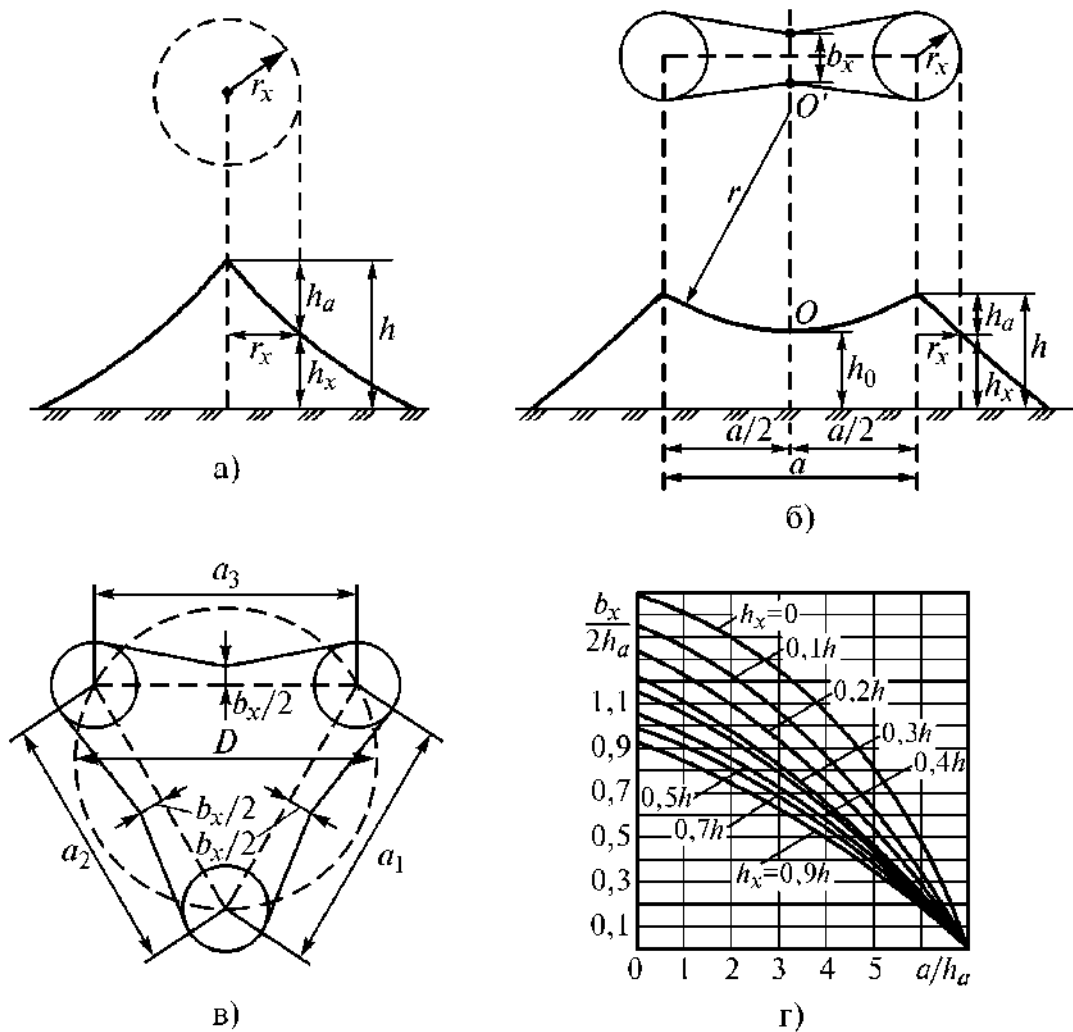


Рис. 51.39. Зоны защиты молниеотводов: а – одиночного; б – двойного; в – тройного; г – кривые для определения отношения $b_x/2h_a$

Размеры зоны защиты для $h \leq 60$ м определяются соотношением

$$\frac{r_x}{h_a} = \frac{1,6P}{1 + h_x/h},$$

где $P = 1$ при $h \leq 30$ м и $P = 5,5\sqrt{h}$ при $h > 30$ м; h – высота молниеотвода; h_x – высота защищаемой зоны; $h_a = h - h_x$ – активная высота молниеотвода; r_x – радиус защиты на высоте h_x ; $h_0 = h - a/7$; b_x – наименьшая ширина зоны защиты двойного молниеотвода на уровне h_x ; r – радиус окружности, проходящей через вершины молниеотводов и точку 0, находящуюся на уровне h_0 ; D – диаметр окружности, проходящей по вершинам равносто-

ронного треугольника, в углах которого установлены молниеотводы.

Значение размера b_x находится с использованием семейства кривых, представленных на рис. 51.39г.

Условие защиты территории тройным молниеотводом на высоте h_x для $h \leq 30$ м: $D < 8h_a$.

При ударе молнии в близко расположенные к проводам линии электропередачи объекты в линиях наводятся перенапряжения, достигающие десятков и сотен тысяч вольт. Воздействию подвергаются практически все электрически связанные объекты. Перенапряжения в виде волн распространяются в сети, пробивая изоляцию электрооборудования на своем пути.

Изоляция электрооборудования имеет вольт-секундную характеристику, представляющую собой зависимость значения пробивного напряжения от времени воздействия напряжения на изоляцию. Логично, что характеристика защитного аппарата должна проходить ниже характеристики изоляции защищаемой установки (рис. 51.40).

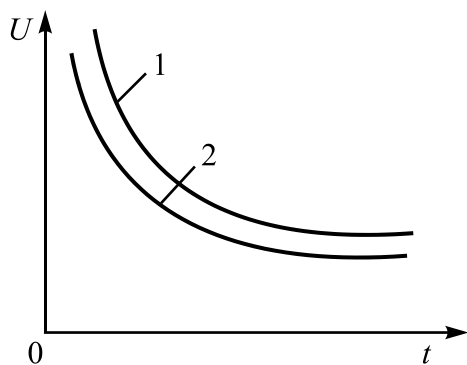


Рис. 51.40. Принципиальный вид вольт-секундных характеристик изоляции: 1 — объекта; 2 — защитного аппарата

Грозозащитными аппаратами от наведенных перенапряжений являются трубчатые и вентильные разрядники. Задача разрядников состоит в том, чтобы отвести импульс перенапряжения в землю ранее, чем он пробьет защищаемый объект, а затем погасить электрическую дугу, возникшую под воздействием рабочего напряжения из-за ионизации окружающего воздуха.

Наибольшее распространение в эксплуатации получили вентильные разрядники. В качестве примера на рис. 51.41 показана конструкция такого разрядника на напряжение 0,38 кВ.

В герметизированный фарфоровый корпус помещают один или несколько искровых промежутков и дисковых рабочих сопротивлений, число которых увеличивается с повышением номинального напряжения сети. Гашение дуги тока частотой 50 Гц с помощью искрового промежутка происходит при первом прохождении

током нулевого значения, т.е. за время до 0,01 с. При этом ток через промежуток ограничивается рабочим сопротивлением. Рабочее сопротивление разрядника выполняют из вилита, поэтому вентильные разрядники часто называют вилитовыми. Вилит – это материал, состоящий из зерен электротехнического карбокорунда, сцепленных жидким стеклом в диски толщиной 2 см и диаметром 10...13 см. Вилитовые диски – это активные сопротивления с большой степенью нелинейности. С повышением приложенного напряжения их сопротивление резко снижается. Следовательно, при действии импульса перенапряжения сопротивление мало, и волна перенапряжения отводится в землю через заземление. Для рабочего напряжения сети, после прохождения импульса сопротивление возрастает, ограничивая сопровождающий ток до 100 А. Ток этот легко разрывается искровым промежутком с последующим гашением дуги. Сопротивление заземляющего устройства разрядников всех типов должно быть не более 10 Ом при удельном сопротивлении грунта $\rho < 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

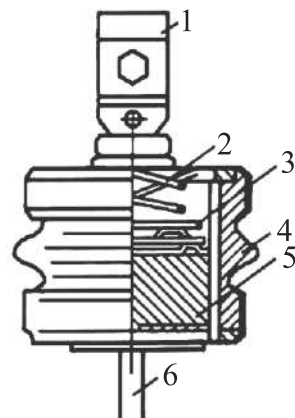


Рис. 51.41. Конструкция разрядника для сетей напряжением 0,38 кВ: 1, 6 – зажимы; 2 – пружина; 3 – искровой промежуток; 4 – фарфоровый корпус; 5 – вилитовый диск

Вентильные разрядники в сетях напряжением 0,38 кВ подвешивают на фазных проводах либо закрепляют на вводах. Разрядники на 10 кВ крепят на конструкциях хомутами или устанавливают на полках, а в сетях 20...35 кВ – на специальных конструкциях.

• Релейная защита

Существенное увеличение токов, протекающих по элементам сетей при коротких замыканиях, а также обусловленные чрезмерным увеличением нагрузки, являются не менее опасными, чем перенапряжения. Для предотвращения развития аварий и разрушения элементов сетей от недопустимых значений токов в СЭС предусматривается релейная защита. Ее назначение – выявление факта повреждения, определение его места, подача команды на отключение поврежденного элемента (например, при обрыве кабельной линии) или на сигнал (например, при однофазном замыкании на землю в кабельной линии 10 кВ). Основные требования к защите –

быстродействие, селективность, чувствительность, надежность. При *минимальном времени* защиты снижаются размеры отрицательного воздействия тока КЗ на изоляцию оборудования и линий, снижается время работы ЭП при пониженном напряжении.

Под *селективностью* понимают способность воздействия (при повреждении) только на поврежденный участок. На рис. 51.42 показана схема участка магистральной сети. При повреждении одной из линий (точка К1) должен отключаться только выключатель В1, чтобы питание остальных линий, присоединенных к распределительному пункту (РП), не было нарушено. Это достигается соответствующим выбором уставок времени срабатывания токовых защит

$$t_{y.B2} = t_{y.B1} + \Delta t ,$$

где $t_{y.B1}$ – уставка времени срабатывания 1-го выключателя; Δt – ступень селективности, которую принимают равной приблизительно 0,5 с.

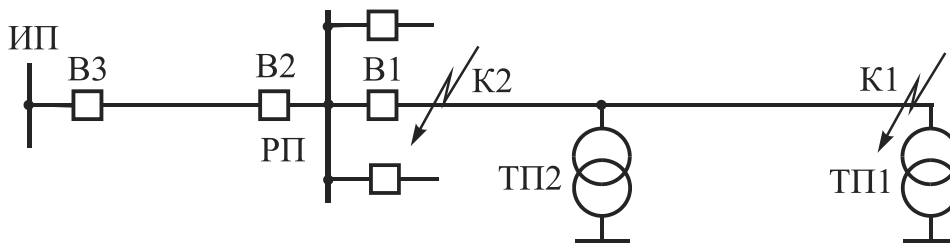


Рис. 51.42. Схема распределительной сети

Чувствительность защиты характеризует ее способность реагировать на необходимое крайнее из диапазона возможных значений контролируемого параметра. При значительной протяженности линии 10 кВ при КЗ в точке К1 ток КЗ значительно ниже, чем при КЗ в точке К2. В протяженных сельских сетях при замыкании в конце линии ток КЗ может быть соизмерим с нагрузочным током. Чувствительность защит оценивают коэффициентом чувствительности. Так для токовых защит коэффициентом чувствительности.

$$k_{\div} = I_{\hat{e}.min} / I_{\hat{n}c} ,$$

где $I_{\hat{e}.min}$ – минимальный расчетный ток КЗ; $I_{cз}$ – ток срабатывания защиты.

Надежность защиты должна обеспечивать ее безотказное срабатывание при нарушениях работы сети в защищаемой ею зоне, и должна обеспечивать ее бездействие, когда она не должна работать.

В практике эксплуатации сетей различных напряжений имеют место случаи ложного срабатывания оборудования от действия защит.

Релейная защита может выполняться на переменном и постоянном оперативном токах. По характеру изменения контролируемой величины реле делят на максимальные (по ее возрастанию) и минимальные (по ее снижению). По принципу действия реле бывают электромагнитные, индукционные, магнитоэлектрические, тепловые, полупроводниковые. В настоящее время в распределительных сетях систем электроснабжения начинают применяться блочные защиты, выполненные на микропроцессорах.

Основным видом защиты распределительных линий 6...10 кВ является максимальная токовая защита (рис. 51.43) с выдержкой времени или без нее (токовая отсечка).

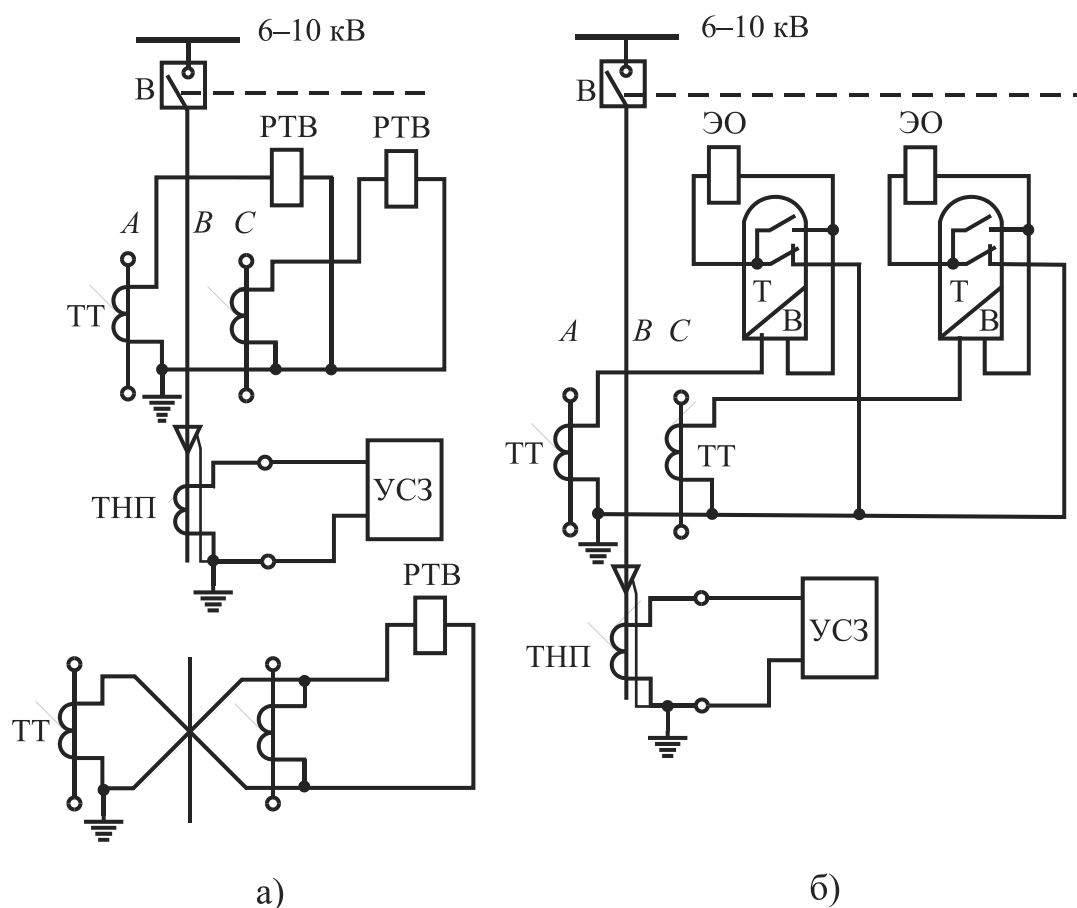


Рис. 51.43. Схема максимальной токовой защиты: а – с реле прямого действия с выдержкой времени; б – с реле косвенного действия. ТТ – трансформатор тока; УСЗ – устройство сигнализации замыканий на землю; ЭО – электромагнит отключения

Защита контролирует ток в линии и отключает ее при превышении установленной величины тока. Она обычно устанавливается в двух фазах с использованием реле прямого или косвенного действия. Реле прямого действия устанавливаются в приводе выключателя и непосредственно воздействуют на исполнительный механизм. Реле косвенного действия воздействуют на электромагнит отключения. Защита от однофазных замыканий на землю в большинстве сетей выполняется с действием на сигнал. В распределительных сетях систем электроснабжения применяются устройства автоматического ввода резервного питания, основанные на использовании различных типов реле и другие виды системной автоматики.

Глава 52

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

52.1. Проблема и современное состояние качества электрической энергии в системах электроснабжения

Электрическая энергия (ЭЭ), как и любой другой вид продукции, может обладать различным качеством. Несмотря на то, что человек ЭЭ непосредственно не потребляет в виде пищи, одежды и т.д., влияние ее качества он всегда ощущает, например, в виде дискомфорта на производстве и в быту. Качественные показатели ЭЭ непосредственно влияют на эффективность работы любого производства, а иногда и на его функционирование.

Особенностью ЭЭ, как продукта, является то, что ее качество на месте производства не может гарантировать сохранения того же качества в пунктах ее потребления, т.к. на качество ЭЭ существенное влияние оказывают технические характеристики самих электроприемников (ЭП). Использование ЭЭ отдельными электроприемниками сопровождается резким ухудшением качества ЭЭ. Доля таких приемников непрерывно растет. Их применение связано, как правило, с внедрением новых технологий, имеющих важнейшее народнохозяйственное значение (электролиз, электрохимия, электротермия, электротранспорт и др.).

Термин «качество ЭЭ» не отражает влияния на нее электроприемников потребителей. Большинство из потребителей термин «качество ЭЭ» воспринимается как качество поставляемой продукции, при несоответствии которого установленным нормам претензии предъявляются только поставщику. Поэтому более правильным является термин «Электромагнитная совместимость» (ЭМС), который принят в международной практике. Под ЭМС понимают способность оборудования нормально функционировать в его элек-

тромагнитной среде, не создавая недопустимых электромагнитных помех для другого оборудования, функционирующего в этой же среде. Здесь под средой понимается как электрическая сеть, так и электромагнитные поля.

Системы электроснабжения должны строиться так, чтобы условия ЭМС выполнялись как по отношению к питающей сети, так и по отношению к нагрузке, т.е. проблемы ЭМС должны решаться на основе системного подхода.

Наличие искажений (помех) является объективным фактором, а не следствием нарушений в работе электроприемников. Если электромагнитные помехи не выходят за пределы допустимых значений, то электроприемники могут функционировать нормально. Поэтому, в первую очередь, возникает задача определения допустимых уровней электромагнитных помех, а не их устранение. Последнее является чрезвычайно сложной задачей, решение которой, как правило, требует больших трудозатрат и капиталовложений.

Качество ЭЭ в СЭС многих отечественных предприятий неудовлетворительное. Поэтому нормализация (кондиционирование) показателей качества электроэнергии (ПКЭ) является актуальной задачей.

Отметим также, что на качество ЭЭ в узлах СЭС оказывают влияние все ее потребители. Поэтому исключительно большое значение приобретают правильность формулирования условий присоединения к сети новых потребителей ЭЭ, разработка методик расчета ПКЭ, позволяющих оценить электромагнитную обстановку после такого подключения, разнести меру ответственности между потребителями и электроснабжающей организацией за ухудшение ПКЭ.

В России качество ЭЭ нормируется ГОСТом 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», введенным в действие с 1.01.99 г. Кроме того, положения в области качества ЭЭ содержатся и в ряде других нормативных документах, например, ПУЭ.

Стандарт устанавливает показатели и нормы качества ЭЭ в электрических сетях СЭС общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей ЭЭ. Нормы, установленные этим стандартом, являются обязательными во всех режимах работы СЭС, кроме

режимов, обусловленных стихийными бедствиями и непредвиденными обстоятельствами.

Поскольку структура сетей на конкретный момент времени, а также графики нагрузок во многом определяются случайными факторами, то и сами ПКЭ являются случайными величинами, подчиняющимися, в основном, нормальному закону распределения. В связи с этим ПКЭ нормируются с определенной вероятностью. В указанном ГОСТ она принята равной 0,95. Считается, что ПКЭ соответствует требованиям ГОСТ, если в течение 95 % времени каждых суток они не выходят за пределы, указанные в графе нормальных значений и в течение всего периода наблюдения – за пределы, указанные в графе максимальных значений. В аварийных режимах допускается кратковременный выход ПКЭ за пределы максимально допустимых значений с последующим их восстановлением.

Допускается отклонение ПКЭ в более широких пределах на входах ЭП, являющихся источниками помех, если у других ЭП ПКЭ не выходят за пределы норм.

Контроль качества ЭЭ в узлах электрических сетей и на входах ЭП осуществляются энергоснабжающими организациями и потребителями в подведомственных им сетях. Длительность и периодичность контроля нормируется ГОСТом. При присоединении нового потребителя контроль ПКЭ в точке его подключения проводят до и после присоединения.

52.2. Показатели качества электроэнергии

Согласно ГОСТ 13109-97 свойства электрической энергии характеризуются одиннадцатью основными показателями и шестью вспомогательными параметрами. Последние используются для представления основных ПКЭ, к которым относятся следующие:

- установившееся отклонение напряжения δU_y ;
- размах изменения напряжения δU_t ;
- доза фликера P_f ;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U ;
- коэффициент ν -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(\nu)}$;

- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} ;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} ;
- отклонение частоты Δf ;
- длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{п}}$;
- импульсное напряжение $U_{\text{имп}}$;
- коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер.}U}$.

При определении значений некоторых основных показателей качества электроэнергии используют следующие вспомогательные параметры:

- частота повторений изменений напряжения $F_{\delta U_t}$;
- интервал между изменениями напряжения $\Delta t_{i,i+1}$;
- глубина провала напряжения $\delta U_{\text{п}}$;
- частота (интенсивность) появления провалов напряжения $F_{\text{п}}$;
- длительность импульса по уровню 0,5 его амплитуды – $\Delta t_{\text{имп.0,5}}$;
- длительность временного перенапряжения $\Delta t_{\text{пер.}U}$.

Рассмотрим кратко отдельные показатели качества электроэнергии, причины их появления, последствия и допустимые нормы.

52.2.1. Установившееся отклонение напряжения

Определяющими причинами возникновения отклонений и колебаний напряжения в узлах СЭС являются изменения нагрузок во времени. К установившимся отклонениям напряжений относят отклонения напряжений от его номинальной величины, установившиеся значения которых длятся более одной минуты.

Установившееся значение отклонения напряжения в процентах определяется по формуле

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100\%,$$

где U_y – установившееся значение напряжения, определяемое как усредненное за интервал времени $\Delta t = 1$ мин.

$$U_y = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_1^N U_i^2},$$

где N – число наблюдений за 1 мин, согласно требованиям ГОСТ $N \geq 18$; U_i – действующее значение напряжения при i -м наблюдении.

В сетях однофазного тока в качестве U_i принимается действующее значение напряжения основной частоты $U_{(1)}$, а в сетях трехфазного тока – действующее значение напряжения прямой последовательности основной частоты $U_{1(1)}$, определенные по результатам измерений при i -м наблюдении, причем при определении $U_{1(1)}$ допускается:

1) при коэффициенте несимметрии по напряжению обратной последовательности $K_{2U} \leq 6\%$ пользоваться упрощенной формулой

$$U_{1(1)} \approx \frac{1}{3} [U_{AB(1)} + U_{BC(1)} + U_{CA(1)}],$$

где $U_{AB(1)}$, $U_{BC(1)}$, $U_{CA(1)}$ – действующие значения междуфазных напряжений основной частоты, измеренные при соответствующем наблюдении. Погрешность расчетов при этом не превышает 0,1 %;

2) принимать при коэффициенте искажения синусоидальности напряжения $K_U \leq 5\%$ вместо действующих значений фазных и междуфазных напряжений основной частоты действующие значения соответствующих напряжений с учетом их гармонических составляющих. Другими словами, вместо вышеприведенного выражения можно использовать следующее

$$U_{1(1)} \approx \frac{1}{3} [U_{AB} + U_{BC} + U_{CA}].$$

Качество ЭЭ по установившемуся отклонению напряжения в точке общего присоединения к электрической сети считают соответствующим требованиям ГОСТ, если все измеренные за каждую минуту отклонения напряжения находятся в интервале, ограниченном предельно допустимыми значениями, равными $\pm 10\%$, а не менее 95 % из них находятся в интервале, ограниченном нормально допустимыми значениями, равными $\pm 5\%$.

В практике проектирования установившееся значение напряжения в рассматриваемом узле СЭС можно определить по формуле

$$U_y = U_{\text{и}} \pm \sum_{i=1}^{n_{\text{т}}} \Delta U_{\text{доб.Тi}} - \sum_{i=1}^{m_{\text{эл}}} \Delta U_i,$$

где $U_{\text{и}}$ – действующее напряжение на шинах источника, поддерживаемое неизменным во времени; $\Delta U_{\text{доб.Тi}}$ – добавка напряжения за счет регулирования коэффициента трансформации i -го трансформатора, расположенного между вышеуказанными шинами источника и рассматриваемым узлом СЭС; ΔU_i – потери напряжения на i -м участке сети; $n_{\text{т}}$ – число трансформаций между источником и рас-

считаемым узлом СЭС; $m_{эл}$ – число последовательно соединенных элементов между источником и рассматриваемым узлом СЭС.

Отметим, что все слагаемые формулы должны быть приведены к уровню напряжения ступени СЭС, где находится рассматриваемый узел.

Потери напряжения на i -м участке сети

$$\Delta U_i = \frac{P_i R_i + Q_i X_i}{U_c},$$

где P_i , Q_i – соответственно активная и реактивная мощности на i -м участке сети; R_i , X_i – активное и индуктивное сопротивления i -го участка; U_c – напряжение сети.

Отметим, что установившиеся значения напряжения на зажимах электроприемников, расположенных рядом с источником, должны определяться в режиме минимальных нагрузок, а у самых удаленных – в режиме максимальных.

Отклонения напряжения отрицательно сказываются на работе всех электроприемников. Так, понижение напряжения на зажимах осветительных электроприемников на 10 % приводит к снижению их светотдачи примерно на 30 %, а повышение напряжения на ту же величину – к уменьшению срока их службы в 5 раз. Отклонение напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя, работающего с номинальной нагрузкой на валу, как в сторону увеличения, так и в сторону снижения, ведет к увеличению потребляемого им тока из сети, а следовательно, и к ускоренному износу изоляции, повышению потерь активной и реактивной мощности в линиях электропередачи и трансформаторах. Кроме того, при отклонении напряжения меняется и скорость вращения двигателя, что в отдельных случаях может отразиться на технологическом процессе.

52.2.2. Колебания напряжения

Колебания напряжения, как уже отмечалось, вызываются колебаниями нагрузок, обусловленными в основном технологией производства, и характеризуются двумя основными показателями – размахом изменения напряжения ΔU_t и дозой фликера P_t , а также двумя дополнительными – частотой повторений изменений напряжения $F_{\Delta U_t} = m/T$ и интервалом между изменениями напряжений $\Delta t_{i,i+1}$.

Размах изменения напряжения ΔU_t в процентах вычисляется по формуле

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{\text{ном}}} 100 \%,$$

где U_i, U_{i+1} – значения следующих один за другим экстремумов или экстремума и горизонтального участка огибающей среднеквадратичных значений напряжения основной частоты, определенных на каждом его полупериоде.

В качестве примера на рис. 52.1 представлена кривая изменения огибающей среднеквадратичных значений напряжения основной частоты U_t в функции времени t . Как видно из этого рисунка, на интервале времени $T_{\text{п}}$ размахи изменения напряжения постоянны и равны $\delta U_{\text{тп}}$, а начиная с времени t_1 , являются переменными величинами.

При коэффициенте искажения синусоидальности $K_U \leq 5\%$ допускается размах изменения напряжения δU_t определять по формуле

$$\delta U_t = \frac{|U_{mi} - U_{m(i+1)}|}{\sqrt{2}U_{\text{ном}}} \cdot 100\%,$$

где U_{mi} и $U_{m(i+1)}$ – значения следующих друг за другом экстремумов или экстремума и горизонтального участка огибающей амплитудных значений напряжения на каждом полупериоде основной частоты.

Интервал времени между изменениями напряжения и частота их повторений определяются соответственно по формулам

$$\Delta t_{i,i+1} = t_{i+1} - t_i;$$

$$F_{\delta U_t} = m/T,$$

где m – число изменений напряжения за время T , который принимается равным 10 мин; t_i, t_{i+1} – начала соответственно i -го и $(i+1)$ -го изменений напряжения.

Если интервал времени между окончанием одного изменения напряжения и началом следующего, происходящего в том же направлении, составляет менее 30 миллисекунд, то оно считается как одно.

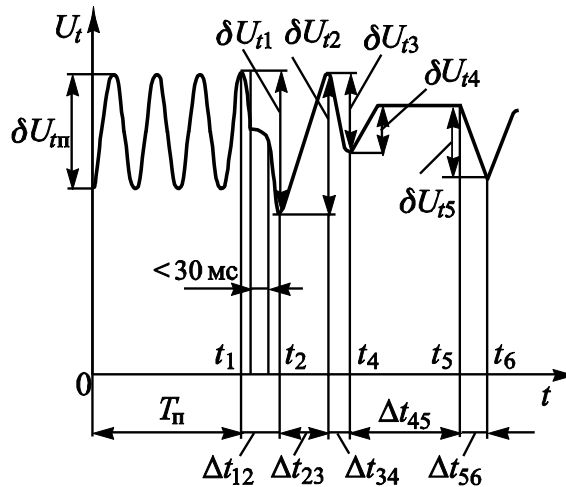
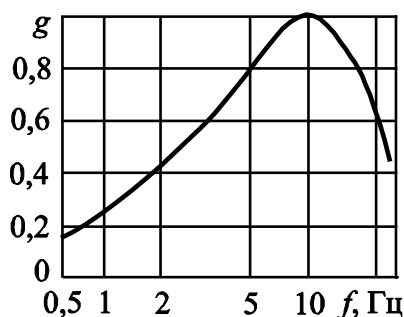


Рис. 52.1. Характерные формы кривой, огибающей изменения амплитудных значений напряжения во времени

Размахи изменений напряжения нормируют в зависимости от частоты их появления. В качестве основного критерия принимают среднестатистические характеристики человеческого глаза, который является наиболее чувствительным рецептором колебаний светового потока, напрямую связанного с колебаниями напряжений. При длительном воздействии колебаний светового потока накапливается усталость зрения, приводящая к ошибкам при производстве работ. Глаз человека рассматривается как инерционная



адаптивная (самонастраивающаяся) система с переменным коэффициентом усиления $g(f)$, зависящим от частоты колебаний (рис. 52.2).

Рис. 52.2. Зависимость коэффициента усиления g человеческого глаза от частоты колебаний f светового потока

Глаз воспринимает энергию колебаний светового потока и преобразует ее в нервную энергию, при определенной дозе которой может нарушиться психика человека. Приводимые в ГОСТ кривые (рис. 52.3) допустимых значений размахов колебаний в функции частоты их возникновения отражают энергетическую сущность восприятия колебаний светового потока зрительным анализатором человека при колебаниях напряжения, когда кривая, огибающая изменение среднеквадратичных значений напряжения, имеет форму и параметры меандра, приведенного на рис. 52.4.

Отметим, что кривая 2, приведенная на рис. 52.3, применяется при оценке соответствия размахов изменений напряжения требованиям ГОСТ в узлах СЭС, от которых питаются лампы накаливания, установленные в помещениях, где требуется большое зрительное напряжение, а кривая 1 – во всех других случаях.

Воздействие колебаний на зрение определяется не только частотой колебаний, но и энергией колебаний светового потока, которая зависит от формы огибающей среднеквадратичных значений напряжения, найденных на каждом полупериоде основной частоты. Наибольшая энергия колебаний светового потока, воспринимаемая человеческим глазом, соответствует прямоугольной форме огибающей, наименьшая – треугольной.

Отметим, что кривыми, представленными на рис. 52.3, можно воспользоваться лишь при условии, когда огибающая среднеквад-

ратичных значений напряжений, определенных на каждом полупериоде основной частоты, представляет собой форму меандра с параметрами, приведенными на рис. 52.4. Когда же форма огибающей отличается от указанного меандра, оценка соответствия размахов изменений напряжения нормам может быть проведена по соотношению

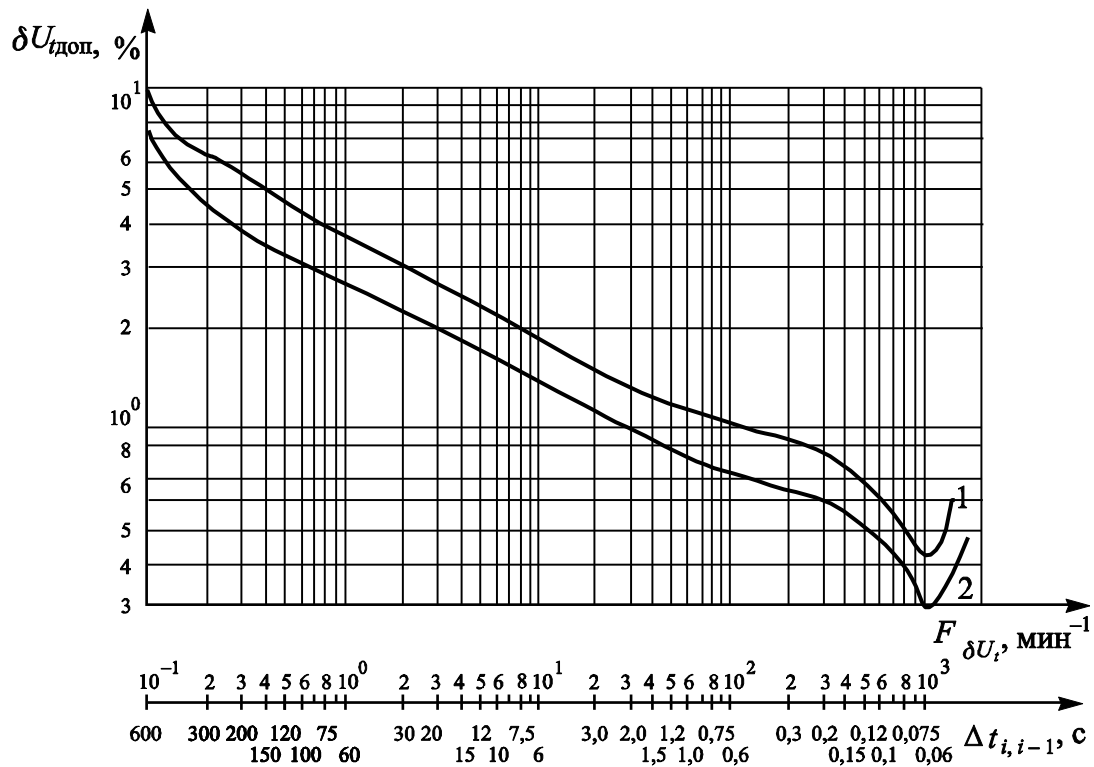


Рис. 52.3. Предельно допустимые размахи изменений напряжения в зависимости от частоты их возникновения при форме кривой изменения действующего значения напряжения в функции времени, соответствующей форме меандра

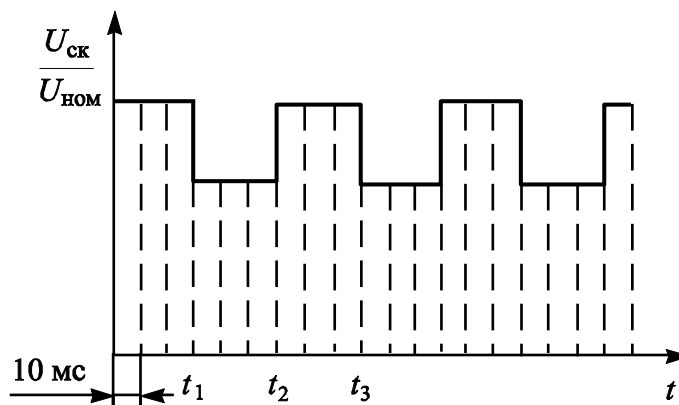


Рис. 52.4. Форма огибающей изменения действующего значения напряжения типа «Меандр»

$$\sum_{j=1}^{m_{\Phi}} \sum_{i=1}^{n_j} N_{ji} \Delta t_{\text{доп. } ji} \leq T_{sh}, \quad (52.1)$$

где N_{ji} – число изменений напряжения с j -й формой огибающей, имеющих i -ю амплитуду размаха; n_j – число групп размахов с j -й формой огибающей, различающихся по амплитуде; $\Delta t_{\text{доп. } ji}$ – допустимый интервал времени между изменениями напряжений, соответствующий i -й амплитуде размаха δU_{ti} и j -й форме огибающей, находится по кривым, приведенным на рис. 52.3; m_{Φ} – число разновидностей форм изменения огибающей среднеквадратичных значений напряжения, наблюдаемых на рассматриваемом интервале времени; T_{sh} – кратковременный интервал наблюдений, принимаемый равным 10 мин.

В приведенном выше выражении допустимые интервалы времени между изменениями напряжений определяются по кривым рис. 52.3 в функции от приведенных к меандру (см. рис. 52.4) значений размахов изменений напряжения $\delta U_{t \text{ пр. } ji}$, которые рассчитываются по формуле

$$\delta U_{t \text{ пр. } ji} = F_{\text{пр. } j} \delta U_{t, ji}.$$

Здесь $F_{\text{пр. } j}$ – коэффициент приведения j -й формы колебаний к меандру (см. рис. 52.4), которые находятся по кривым, представленным на рис. 52.5–52.7.

При периодических колебаниях, формы которых приведены на этих рисунках, оценка соответствия колебаний нормам упрощается. При этом:

1. Определяют приведенный размах $\delta U_{t \text{ пр}}$ и частоту $F_{\delta U_t}$ изменения напряжения.

2. Для найденной частоты $F_{\delta U_t}$ по кривым рис. 52.3 определяют допустимый размах изменения напряжения $\delta U_{t \text{ доп}}$. Если $\delta U_{t \text{ доп}} \leq \delta U_{t \text{ пр}}$, то размах изменения напряжения считается в норме.

Колебания считаются соответствующими требованиям ГОСТ, если условие (52.1) выполняется на всех кратковременных интервалах наблюдений T_{sh} , выделенных для рассмотрения. Отметим, что весь период наблюдений, равный 24 часам делится на длитель-

ные интервалы $T_L = 2$ часа, которые в свою очередь делятся на кратковременные $T_{sh} = 10$ мин.

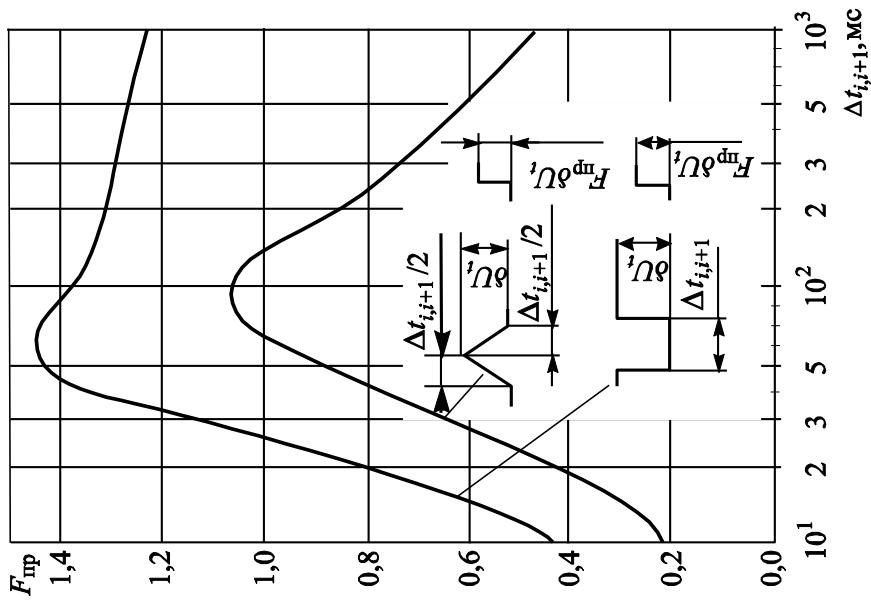


Рис. 52.6. Зависимости коэффициентов приведения $F_{пр}$ размахов изменений напряжения, огибающие которых имеют прямоугольную и треугольную формы, от интервала изменения напряжения $\Delta t_{i,i+1}$

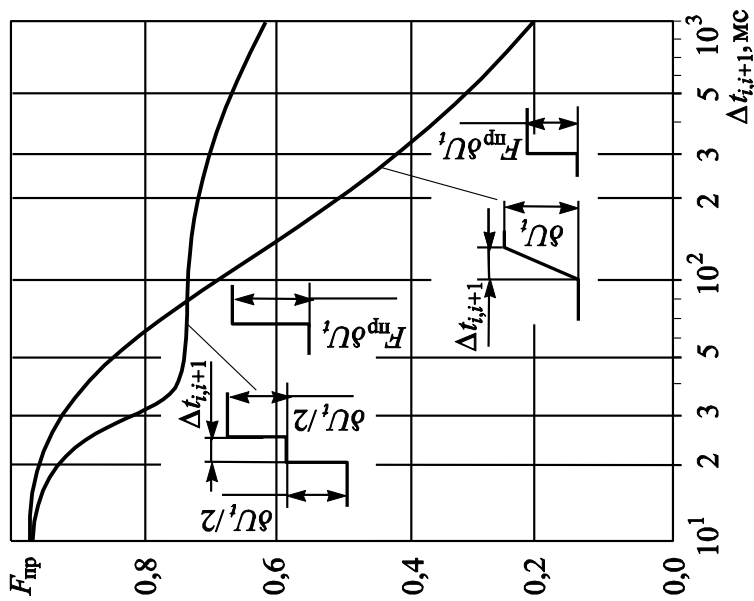


Рис. 52.5. Зависимости коэффициентов приведения $F_{пр}$ размахов изменений напряжения, огибающие которых имеют двухступенчатую и пилообразную формы, от длительности интервала изменения $\Delta t_{i,i+1}$

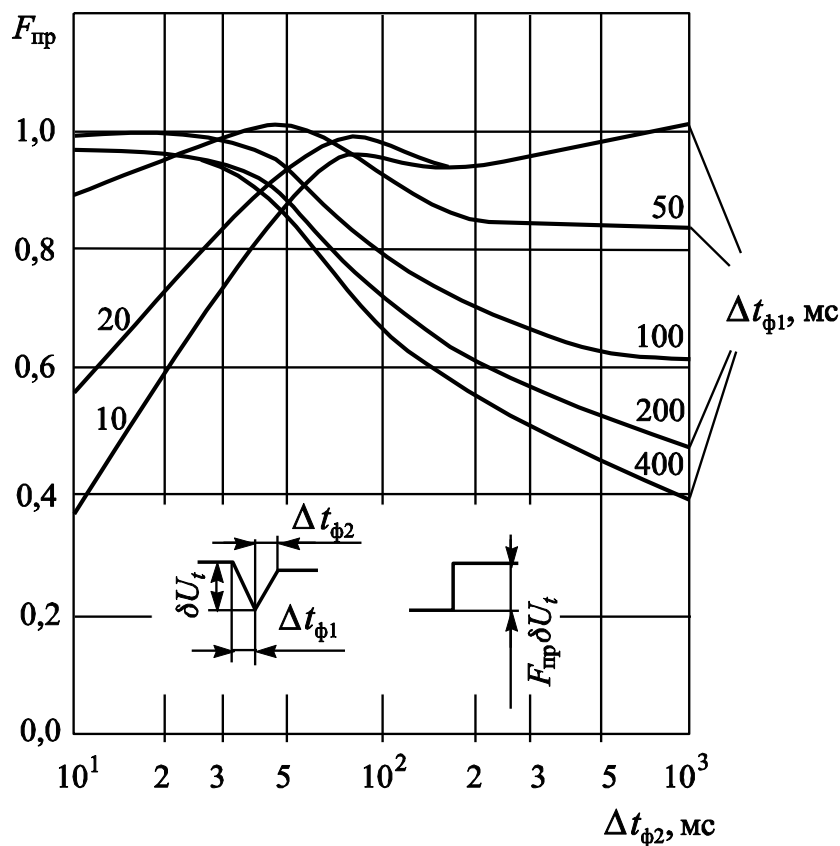


Рис. 52.7. Зависимости коэффициентов приведения $F_{пр}$ размахов изменений напряжения, вызванных пусками электродвигателей, от длительностей снижения $\Delta t_{\phi 1}$ и подъема $\Delta t_{\phi 2}$ напряжений

Часто, при расчетах ПКЭ в качестве исходной информации используются графики активной и реактивной нагрузок и схема замещения СЭС. Используя их можно восстановить зависимость действующего напряжения в рассматриваемом узле СЭС во времени, а затем по вышеприведенной методике оценить соответствие колебаний напряжения требованиям ГОСТ.

На рис. 52.8 в качестве примера показан фрагмент графиков активных и реактивных нагрузок, соответствующих их росту. Используя их, найдем выражение для определения размаха изменения напряжения

$$\delta U_{ii} = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{ном}} 100\%, \quad (52.2)$$

где $U_i = U_{i\hat{i}} - \Delta U_i$ и $U_{i+1} = U_{i\hat{i}} - \Delta U_{i+1}$, после подстановки которых в (52.2) получаем

$$\delta U_{ii} = \frac{|\Delta U_{i+1} - \Delta U_i|}{U_{\text{ном}}} 100\% . \quad (52.3)$$

В распределительных сетях поперечной составляющей падения напряжения можно пренебречь. Тогда потери напряжения можно приравнять продольной составляющей вектора падения напряжения, т.е.

$$\Delta U_{i+1} \approx \frac{(P_i + \Delta P_i)R_c + (Q_i + \Delta Q_i)X_c}{U_{\text{ном}}}; \quad \Delta U_i \approx \frac{P_i R_c + Q_i X_c}{U_{\text{ном}}} . \quad (52.4)$$

Подставив (52.4) в (52.3) получим

$$\delta U_{ii} = \frac{\Delta P_i R_c + \Delta Q_i X_c}{U_{\text{ном}}^2} 100\% = \frac{100\%}{S_{\text{кз}}} \left(\Delta P_i \frac{R_c}{X_c} + \Delta Q_i \right).$$

Здесь R_c и X_c – результирующие активное и индуктивное сопротивления между источником питания и рассматриваемым узлом СЭС; $S_{\text{кз}}$ – мощность трехфазного короткого замыкания в рассматриваемом узле.

Для узлов СЭС напряжением выше 1000 В $R_c \ll X_c$ (на порядок и более). Поэтому размахи напряжений в них в основном определяются набросами и сбросами реактивной мощности ΔQ (при условии, если ΔP_i и ΔQ_i являются величинами одного порядка) и величиной мощности короткого замыкания в рассматриваемом узле СЭС. При этом

$$\delta U_{ii} \approx \frac{100\%}{S_{\text{кз}}} \Delta Q_i.$$

Определив по этому выражению размахи напряжений на каждом интервале времени для оценки допустимости найденных размахов

можно воспользоваться соотношением (52.1). Однако, в приближенных расчетах на стадии проектирования СЭС, как правило, пользуются другим приемом, который сводится к определению эквивалентного размаха напряжения. Его принято определять как среднеквадратичную величину при $\Delta t_i = T/m = \text{const}$

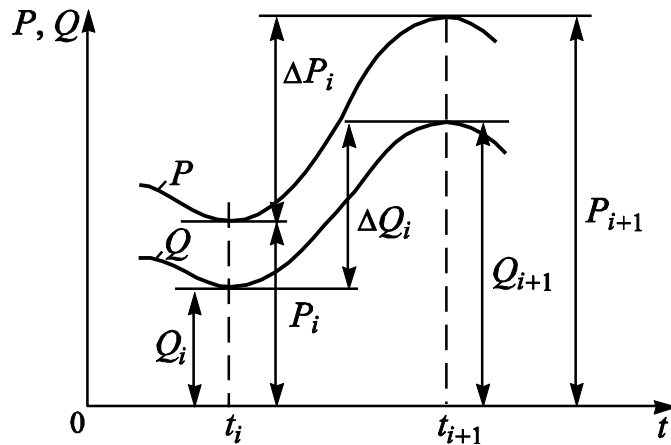


Рис. 52.8. Фрагмент изменения активной и реактивной мощности во времени

$$\delta U_{t \text{ в }} = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{i=1}^m \delta U_{ti}^2 \Delta t_i} \approx \frac{100\%}{S_{\text{в}}} \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \Delta Q_i^2}.$$

Далее пользуясь кривыми (рис. 52.3) производят оценку соответствия размахов нормам, установленным ГОСТ.

Из приведенных выражений следует, что для снижения размахов напряжения необходимо либо увеличивать мощность короткого замыкания, либо снижать размахи изменений реактивной мощности.

Колебания напряжения оказывают существенное влияние не только на восприятие человеческим глазом колебаний светового потока, но и на работу электроприемников. Так, колебания напряжений, размахи которых превышают 10 %, могут привести к погасанию газоразрядных ламп. Повторное зажигание их в зависимости от типа ламп происходит через несколько секунд и даже минут. При глубоких колебаниях напряжения (с размахом 15 и более %) могут отпасть контакты магнитных пускателей, что приводит к нарушению технологического процесса. Такие колебания напряжения также могут привести к выходу из строя конденсаторов, а также вентильных выпрямительных агрегатов.

К электроприемникам, чувствительным к колебаниям напряжения, относятся радиоэлектронные приборы, вычислительные машины и ряд других устройств, выполненных на их основе. При работе ЭВМ в режиме управления иногда оказывается достаточным одного или двух колебаний с размахом 1–1,5 %, чтобы возник сбой в работе машины и, как следствие, ошибки в командах управления. Поэтому в отечественной и зарубежной практике для питания ЭВМ предусматривают автономные источники питания.

Как уже отмечалось выше, вторым показателем, характеризующим колебания напряжения, является доза фликера.

Фликер – субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети, питающей эти источники.

Доза фликера – мера восприимчивости человека к воздействию фликера за установленный период времени. ГОСТ различает кратковременную P_{st} и длительную P_{Lt} дозу фликера, определяемых соответственно на интервалах $T_{sh} = 10$ мин и $T_{Lt} = 2$ ч, и устанавливает их допустимые нормы при колебаниях напряжения с формой, отличающейся от меандра. Так, в помещениях, где не тре-

буется значительного зрительного напряжения, допустимые значения кратковременной и длительной дозы фликера соответственно равны 1,38 и 1,0 отн. ед. В помещениях же с лампами накаливания,

где требуется значительное зрительное напряжение, ГОСТ к этим показателям предъявляет более жесткие требования. Для таких помещений допустимые значения указанных параметров составляют соответственно 1,0 и 0,74 отн. ед.

Доза фликера при колебаниях напряжения измеряется фликер-метрами, а при наличии графиков изменения напряжения может быть рассчитана и аналитически по формулам, приведенным в ГОСТ.

На каждом кратковременном интервале наблюдений T_{sh}

$$P_{st} = \left(\frac{1}{T_{sh}} \sum_{i=1}^m t_{\phi i} \right)^{\frac{1}{3,2}},$$

где m – число колебаний напряжения на интервале T_{sh} ; $t_{\phi i}$ – время восприятия фликера, которое находится по формуле

$$t_{\phi i} = 2,3(\delta U_{t_{np.i}})^{3,2}.$$

На каждом длительном интервале T_{Lt}

$$P_{Lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{k=1}^{12} (P_{stk})^3}.$$

Колебания соответствуют нормам по дозе фликера, если на каждом выделенном интервале расчетные (измеренные) значения не выходят за пределы допустимых. При колебаниях напряжения, имеющих форму меандра, доза фликера может не проверяться, если размахи колебаний находятся в пределах нормы.

52.2.3. Несинусоидальность напряжения

Основными источниками гармонических искажений токов и напряжений в СЭС являются электроприемники, имеющие нелинейные вольтамперные характеристики (ВАХ). К таким ЭП относятся: преобразователи тока и частоты (полупроводниковые), дуговые сталеплавильные печи, сварочные машины, газоразрядные лампы и др. Число и порядковые номера учитываемых гармоник зависит от типа устройств, вызывающих высшие гармоники. При этом в случае симметричных трехфазных схем в спектре гармоник отсутствуют четные гармоники и гармоники кратные трем. Так вентиляльные преобразователи генерируют в основном нечетные гармоники канонического ряда

$$\nu = mk \pm 1, \quad (52.5)$$

где m – фазность преобразователей; k – последовательный ряд целых чисел (1, 2, 3...).

Гармоники с порядковыми номерами $\nu = mk + 1$ образуют системы напряжений и токов прямой последовательности, а с номерами $\nu = mk - 1$ – обратной последовательности.

Дуговые сталеплавильные печи (ДСП) являются несимметричными устройствами, в связи с чем, генерируют в сеть 2, 3, 4, 5, 7, 11 и 13 гармоники. Газоразрядные лампы генерируют 3 и 5 гармоники. Спектр гармоник, генерируемых электросварочными установками переменного тока, аналогичен спектру гармоник, генерируемых ДСП, а сварочными установками постоянного тока – подчиняется каноническому ряду.

Иногда в сетях в процессе эксплуатации полупроводниковых преобразователей возникают четные гармоники и гармоники нечетного порядка, не подчиняющиеся соотношению (52.5). Такие гармоники принято называть «анормальными». Появление их во многом объясняется случайными факторами. К ним можно отнести разброс углов зажигания вентилей, питание систем управления вентилей от источника несинусоидального напряжения и др. Влияние анормальных гармоник на несинусоидальность напряжения при расчетах учитывают путем введения поправочного коэффициента, численное значение которого для наиболее распространенных в практике шестифазных схем выпрямления с уравнительным реактором принимают равным 1,03...1,2.

Следует отметить, что в токах дуговых сталеплавильных печей также содержатся анормальные гармоники, основными причинами появления которых являются непрерывные изменения условий горения электрической дуги между электродами и металлом и неполное выравнивание сопротивлений короткой сети. По данным литературных источников, значения анормальных гармоник тока близки к значениям 5-й и 7-й гармоник, а эквивалентное действующее значение токов высших гармоник за счет анормальных может возрасти в 1,8–2 раза.

Высшие гармоники вызывают в элементах СЭС дополнительные потери активной мощности. В сетях, где установлены батареи конденсаторов, они могут вызвать резонансные явления на отдельных гармониках. Перенапряжения, возникающие при этом, могут достичь величин опасных для изоляции электрооборудования. Высокий уровень высших гармоник приводит к ложной работе систем управления, защиты и автоматики, ЭВМ и т.д. Народнохозяйственный ущерб от этих явлений может достигать значительных величин.

Несинусоидальность напряжения характеризуется двумя основными ПКЭ – коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^N U_v^2}}{U_{\text{фн}}} 100\% \quad (52.6)$$

и коэффициентом ν -й гармоники

$$K_{U(\nu)} = \frac{U_\nu}{U_{\text{фн}}} 100\%. \quad (52.7)$$

Здесь U_ν – действующее значение ν -й гармонической составляющей междуфазных напряжений; N – число учитываемых гармоник.

При определении коэффициента искажения синусоидальности ГОСТ позволяет не учитывать гармонические составляющие порядка $\nu > 40$ или, значения которых меньше 0,1 %. Отметим также, что с увеличением фазности преобразователей возникает необходимость повышения порядкового номера учитываемых гармоник.

Нормы на рассматриваемые ПКЭ ГОСТом на качество ЭЭ установлены дифференцированно по уровням напряжения СЭС, для которых задаются нормальные и максимальные значения, приведенные в табл. 52.1, 52.2.

При $\nu > 25$ допустимые значения нечетных гармоник, не кратных 3, определяются по формулам

$$K_{U(\nu)\text{фн}} = 0,2 + 32,5/\nu - \text{для сетей напряжением 0,38 кВ;}$$

$$K_{U(\nu)\text{фн}} = 0,2 + 20/\nu - \text{для сетей напряжением 6...20 кВ;}$$

$$K_{U(\nu)\text{фн}} = 0,2 + 15/\nu - \text{для сетей напряжением 35 кВ;}$$

$$K_{U(\nu)\text{фн}} = 0,2 + 5/\nu - \text{для сетей напряжением 110...330 кВ.}$$

Предельно допустимые значения коэффициента ν -й гармонической составляющей напряжения вычисляется по формуле

$$K_{U(\nu)\text{дп}} = 1,5 K_{U(\nu)\text{фн}}.$$

Таблица 52.1

Допустимые значения коэффициента искажения
синусоидальности напряжения

Нормально допустимые значения в % при $U_{\text{ном}}$, кВ				Предельно допустимые значения в % при $U_{\text{ном}}$, кВ			
0,38	6...20	35	110...330	0,38	6...20	35	110...330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Расчет высших гармонических напряжений в узлах СЭС осуществляется в следующей последовательности:

1. Составляется схема замещения сети, где ЭП генерирующие гармоники, представляются в виде источников тока бесконечной мощности, а другие – в виде пассивных элементов, т.е. активных и реактивных сопротивлений R_v , X_v и соответствующих проводимостей G_v , B_v .

Активные сопротивления, как правило, учитываются при составлении схем замещения в низковольтных сетях (до 1000 В), а при более высоких напряжениях – в области резонансных частот или близких к ним.

Примеры обозначения элементов на схемах замещения показаны на рис. 52.9.

Активные сопротивления для v -й гармоники люминесцентных ламп и нагревательных элементов определяются соответственно по выражениям

$$R_{\Sigma v} \approx 0,27 R_{(1)}; R_v = R_{(1)},$$

а для всех остальных элементов – $R_v \approx R_{(1)} \sqrt{v}$.

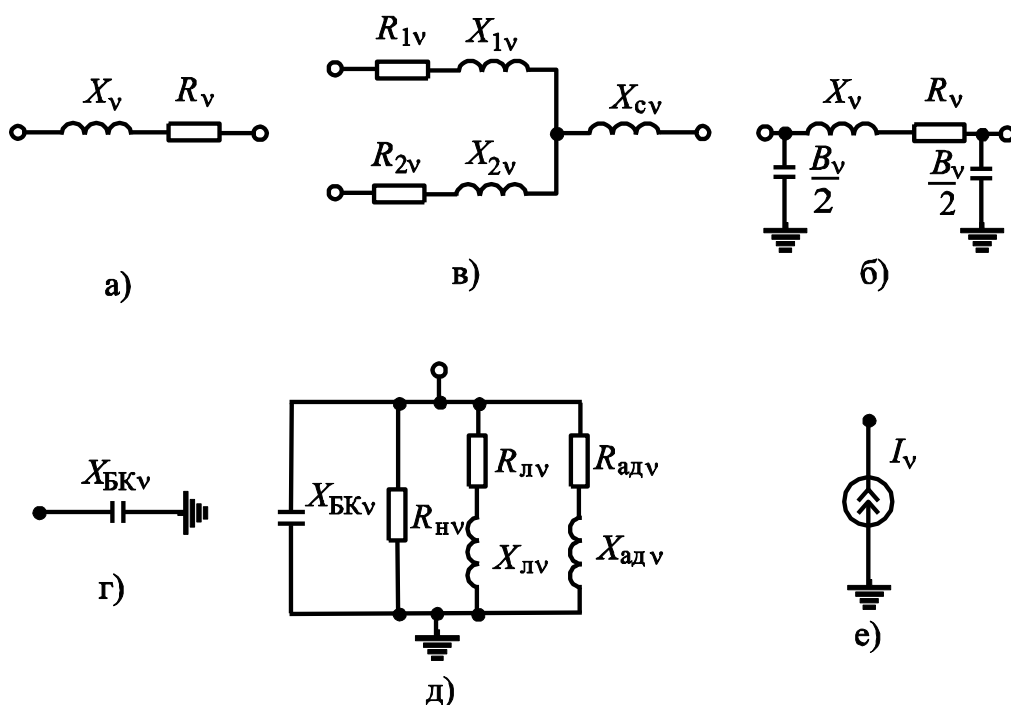


Рис. 52.9. Обозначения элементов СЭС на схемах замещения для расчетов гармонических составляющих токов и напряжений: а – двухобмоточный трансформатор, синхронный и асинхронный двигатели, оди-
ночный реактор; б – воздушные и кабельные линии; в – сдвоенный ре-
актор; г – батареи конденсаторов; д – узел нагрузки напряжением до
1000 В; е – электроприемник, генерирующий высшие гармоники

Индуктивное сопротивление питающей энергосистемы для ν -й гармоники относительно узла, где задана мощность короткого замыкания $S_{кз}$, рассчитывается по формуле

$$X_{\dot{y}c\nu} = X_{\dot{y}c(1)}\nu = \frac{U^2}{S_{\dot{e}c}}\nu,$$

где U – напряжение ступени СЭС, к которой приведены все сопротивления схемы замещения.

Реактивные сопротивления элементов распределительных сетей напряжением до 110 кВ включительно и батарей конденсаторов для высших гармоник определяются, соответственно, по формулам

$$X_{\nu} \approx X_{(1)}\nu; \quad X_{\dot{A}E\nu} = \frac{X_{\dot{A}E(1)}}{\nu} = \frac{U_{\dot{A}E(1)}^2 / Q_{\dot{A}E(1)}}{\nu}.$$

В приведенных выше выражениях подстрочный индекс сопротивлений, заключенный в скобки, указывает на принадлежность их основной гармонике. Следует также отметить, что при наличии в схемах как индуктивных, так и емкостных сопротивлений, численные значения последних следует принимать со знаком минус.

В качестве примера на рис. 52.10 показана схема простейшей СЭС и ее схема замещения для расчета высших гармонических токов и напряжений.

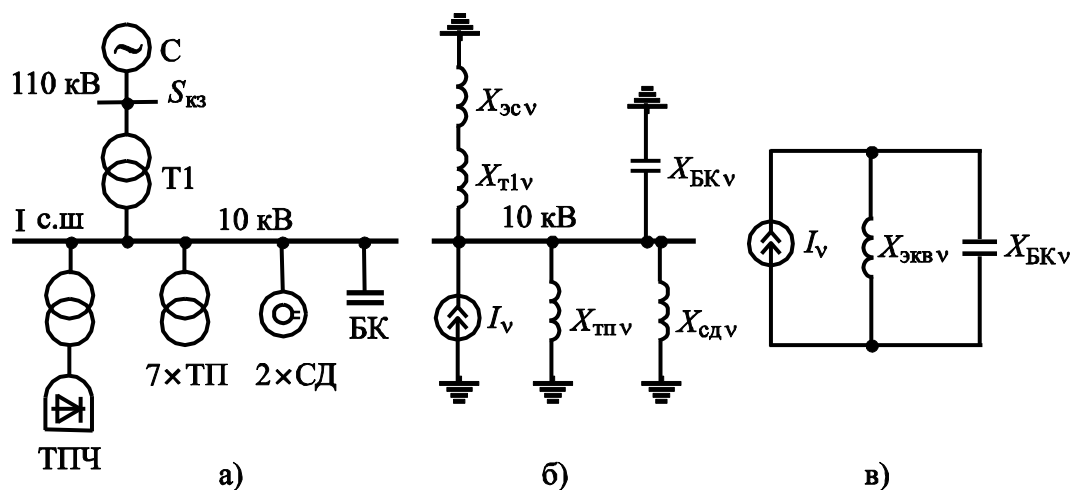


Рис. 52.10. Пример составления схемы замещения для расчетов высших гармонических токов и напряжений: а – схема электроснабжения; б – схема замещения; в – эквивалентная (свернутая относительно сборных шин напряжением 10 кВ) схема замещения

2. *Определяются гармонические составляющие токов, генерируемых источниками.*

В общем случае, когда известен закон изменения во времени

тока, потребляемого электроприемником из сети, величина действующего значения тока ν -й гармоники, генерируемого источником, может быть найдена путем разложения кривой изменения тока в ряд Фурье:

$$i(\omega t) = A_0 + \sum_{\nu=1}^n (a_{\nu} \cos \nu \omega t + b_{\nu} \sin \nu \omega t),$$

где A_0 – постоянная составляющая тока; a_{ν} , b_{ν} – коэффициенты ряда Фурье; n – номер последней из учитываемых гармоник.

Коэффициенты ряда Фурье определяют по формулам

$$a_{\nu} = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} i(\omega t) \cos \nu \omega t \, d\omega t; \quad b_{\nu} = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} i(\omega t) \sin \nu \omega t \, d\omega t.$$

Амплитуда ν -й гармоники тока и ее начальная фаза рассчитывается по формулам

$$I_{m\nu} = \sqrt{a_{\nu}^2 + b_{\nu}^2}; \quad \varphi_{\nu} = \arctg(b_{\nu} / a_{\nu}).$$

Если математическое описание закона изменения тока, потребляемого из сети источником высших гармоник, представляет большие трудности либо выражения получаются громоздкими, то для определения коэффициентов ряда Фурье можно воспользоваться графическим разложением.

Действующее значение искомого тока ν -й гармоники

$$I_{\nu} = I_{m\nu} / \sqrt{2}.$$

Токи высших гармоник, проходя по элементам сети, вызывают падения напряжения в сопротивлениях этих элементов, которые, накладываясь на основную синусоиду напряжения, приводят к искажению формы кривой напряжения. Поэтому вышеприведенные выражения для определения параметров гармонических составляющих тока применимы и для определения гармонических составляющих несинусоидальных напряжений. Следует отметить, что определение точного значения токов высших гармоник, генерируемых электроприемниками, практически невозможно, так как на величину и форму тока, потребляемого ими из сети, часто оказывают влияние случайные факторы.

Для практических расчетов при проектировании в справочной и специальной литературе для конкретных видов источников приводятся расчетные выражения, позволяющие находить I_{ν} через паспортные данные электроприемников.

Например, ток ν -й гармоники, генерируемый группой, состоящей из N дуговых сталеплавильных печей (ДСП), рекомендуется определять по формуле

$$I_{\nu \gamma} = I_{\nu \max} \sqrt[4]{\sum_{i=1}^N \frac{S_{\text{ЭПТ } i}}{S_{\text{ЭПТ } \max}}},$$

где $I_{\nu \max}$ – ток ν -й гармоники, обусловленный самой крупной ДСП; $S_{\text{ЭПТ } i}$ – мощность трансформатора i -й печи; $S_{\text{ЭПТ } \max}$ – мощность трансформатора самой крупной печи.

Действующее значение тока ν -й гармоники из канонического ряда (52.5), генерируемой ДСП, приближенно определяют по формуле

$$I_{\nu} = K_{\delta} I_1 / \nu^2.$$

Здесь I_1 – ток основной гармоники, который при практических расчетах принимается равным номинальному току печного трансформатора.

Значение коэффициента K_{δ} зависит от отношения амплитуды противо-ЭДС дуги E_0 к ЭДС питающей системы E_m и соотношения между индуктивным X_k и активным R_k сопротивлениями цепи, состоящей из печного трансформатора, короткой сети и питающей системы.

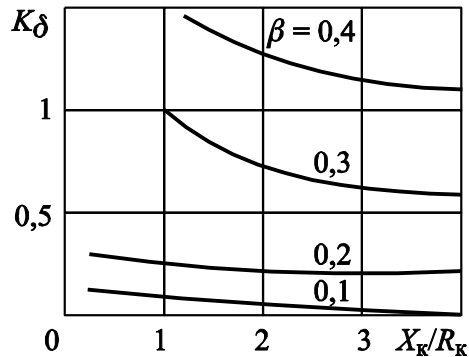


Рис. 52.11. График зависимости $K_{\delta} = f(\beta, X_k / R_k)$

Графики зависимости коэффициента K_{δ} от отношения X_k/R_k для различных значений $\beta = E_0 / E_m$, характерных для режима непрерывного горения электрической дуги, приведены на рис. 52.11.

В начальный период плавки $\beta = 0,3 \div 0,4$, при завершении

плавки $\beta = 0,05 \div 0,1$. При отсутствии исходных данных для нахождения коэффициента K_{δ} по указанным графикам, что часто имеет место при проектировании СЭС, его значение рекомендуется принимать равным 1,25. При этом значение тока ν -й гармоники, например обусловленной самой крупной ДСП, рассчитывается по формуле

$$I_{\nu \max} = \frac{1,25 S_{\text{ЭПТ } \max}}{\sqrt{3} U_c \nu^2}.$$

Токи высших гармоник, генерируемые установками электродуговой сварки, получающими питание от выпрямительных установок, при инженерных расчетах определяются по формуле

$$I_v = I_1 / v^2.$$

Средние действующие значения токов гармоник нечетного порядка, обусловленных сварочными машинами, вычисляются по выражению

$$I_v = \frac{S_{\text{пасп}} k_z \varepsilon}{v^2 U_{\text{ном}}},$$

где $S_{\text{пасп}}$ – паспортная мощность сварочной машины; k_z – коэффициент загрузки сварочной машины; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сварочной машины; ε – поправочный коэффициент, равный для первой гармоники 0,97; для третьей 2,0; для пятой 2,3; для седьмой 1,4.

Для приближенных расчетов токов высших гармоник, генерируемых вентильными преобразователями в сеть, рекомендуется использовать выражение

$$I_v = \frac{2I_1}{v^2 \gamma} \sin \frac{v\gamma}{2}. \quad (52.8)$$

Здесь γ – угол естественной коммутации, который при практических расчетах может быть найден по формуле

$$\gamma \approx \frac{6}{m} \frac{X_{*\Sigma}}{\sin \varphi},$$

где $X_{*\Sigma}$ – относительное значение индуктивного сопротивления контура коммутации, приведенное к мощности вентильного преобразователя, причем $X_{*\Sigma} = X_{\text{с*}} + X_{\text{д*}}$; φ – угол сдвига между первой гармоникой переменного напряжения, приложенного к преобразователю, и первой гармоникой тока, потребляемого преобразователем.

Значение угла φ определяется по выражению

$$\varphi = \alpha + \gamma / 2,$$

где α – угол включения тиристорov.

В этих выражениях $X_{\text{с*}} = S_{\text{д}} / S_{\text{сз}}$ – эквивалентное сопротивление питающей системы относительно точки присоединения преобразователя, выраженное в относительных единицах и приведенное к мощности преобразователя $S_{\text{пр}}$; $S_{\text{сз}}$ – мощность короткого замыкания в указанной точке; $X_{\text{т.пр*}}$ – сопротивление преобразовательного трансформатора, которое определяется по формуле

$$X_{\delta, i \delta*} = \frac{U_{\hat{A}-\hat{I}} \%}{100 \%} \left(1 + \frac{K_{\delta}}{4} \right) \frac{S_{i \delta}}{S_{\delta, i \hat{1}}},$$

где $S_{\text{ном.т}}$ – номинальная мощность преобразовательного трансформатора; K_p – коэффициент расщепления обмоток этого трансформатора; $U_{\text{кв-н}}$ – сквозное напряжение короткого замыкания трансформатора.

Для двухобмоточных трансформаторов, применяемых в шестифазных (трехфазных мостовых) схемах выпрямления, $K_p = 0$. Для трансформаторов с расщепленной на две части вторичной обмоткой, применяемых в преобразователях, выполненных по двенадцатифазной схеме

$$K_p = U_{\text{к(н1-н2)}} / U_{\text{кв-н}},$$

где $U_{\text{к(н1-н2)}}$ – напряжение короткого замыкания между расщепленными вторичными обмотками трансформатора.

При ориентировочных расчетах или отсутствии исходных данных для определения угла коммутации γ им можно пренебречь. Тогда формула (52.8) принимает вид

$$I_v = I_1 / v.$$

Эта формула в силу своей простоты получила широкое распространение в технической и справочной литературе. Однако точность расчетов по ней резко уменьшается с увеличением угла коммутации и номера гармоники. Так, например, при $\gamma \leq 10^\circ$ погрешность расчетов амплитуд 5-й и 7-й гармоник достигает 15 %, а амплитуд 11-й и 13-й гармоник – 25 %. Поэтому ее можно применять лишь при $v \leq 13$.

Формула (52.8) также имеет ограниченную область использования. Ее можно применять для расчета гармоник тока с порядковым номером $v \leq 19$ при углах коммутации, не превосходящих 15° . При бóльших значениях указанных параметров целесообразно использовать более сложные формулы, приводимые в специальной литературе. Так, по сведениям, приведенным в книге Иванова В.С. и Соколова В.И. «Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 336 с.», действующее значение тока любой гармоники в цепи преобразователя может определяться с использованием выражения

$$I_v = \frac{m}{\pi \sqrt{3}} \frac{S_{i \delta}}{U_{\hat{e}} \tilde{O}_{* \Sigma} v^2} \sin \varphi \cdot \sin \left(\frac{3v X_{* \Sigma}}{m \sin \varphi} \right),$$

где $U_{\text{л}}$ – линейное напряжение питающей сети.

3. *Определяются гармонические составляющие напряжений в узлах СЭС. При этом может быть использован любой метод, известный из теории линейных электрических цепей.*

4. *Рассчитываются коэффициенты гармонических составляющих и искажения синусоидальности напряжения, формулы (52.6) и (52.7).*

Отметим, что наличие батарей конденсаторов (БК) в сетях заметно усложняет расчеты по определению гармонических составляющих напряжения, и на отдельных гармониках вызывает резонансные явления, причем частоты, на которых возникают резонансы, зависят от параметров сети. Так как параметры сетей могут меняться вследствие проведения оперативных переключений в процессе их эксплуатации, то номера резонансных частот также не будут оставаться постоянными. Все это требует проведения тщательного анализа режимов сети.

Возникновение резонансных режимов в сети или близких к ним приводит к перегрузке БК по току и напряжению. Поэтому при расчетах следует проверять БК по условиям их допустимой перегрузки

$$U_{\hat{\Sigma}} \leq 1,1 U_{\hat{1}}; I_{\hat{\Sigma}} \leq 1,3 I_{\hat{1}}.$$

В этих выражениях

$$U_{\hat{\Sigma}} = \sqrt{U_1^2 + \sum_{v=2}^n U_v^2} \approx \sqrt{U_{\hat{1}}^2 + \sum_{v=2}^n U_v^2};$$

$$I_{\hat{\Sigma}} = \sqrt{I_1^2 + \sum_{v=2}^n I_v^2} \approx \sqrt{I_{\hat{1}}^2 + \sum_{v=2}^n I_v^2},$$

где n – число учитываемых гармоник; $U_{\text{ном.БК}}$, $I_{\text{ном.БК}}$ – номинальные значения напряжения и тока батареи конденсаторов.

При невыполнении указанных выше условий БК должны быть защищены реакторами. Индуктивность их выбирается таким образом, чтобы резонансная частота $\nu_{\text{рез}}$ контура L – C была меньше частоты гармоники минимального порядка, генерируемой источником высших гармоник, то есть $\nu_{\text{рез}} < \nu_{\text{min}}$. Рекомендуется принимать $\nu_{\text{защ}} \approx \nu_{\text{min}}/1,05$. При этом для всех высших гармоник, имеющих место в сети, реактивное сопротивление контура L – C будет индуктивным, а сопротивление защитного реактора на первой гармонике

$$X_{\zeta\delta(1)} V_{\delta\alpha\zeta} = \frac{X_{\hat{A}\hat{E}(1)}}{V_{\delta\alpha\zeta}} \Rightarrow X_{\zeta\delta(1)} = \frac{X_{\hat{A}\hat{E}(1)}}{V_{\delta\alpha\zeta}^2} = \frac{1,1 X_{\hat{A}\hat{E}(1)}}{V_{\min}^2}.$$

52.2.4. Несимметрия напряжений

Причинами появления несимметрии токов и напряжений являются несимметричные режимы работы СЭС, обусловленные различными факторами: наличием однофазных нагрузок, несимметричными короткими замыканиями (КЗ), обрывами фаз и т.д.

В СЭС различают: продольную и поперечную несимметрии, кратковременную и длительную, стационарную и нестационарную.

Продольная несимметрия вызывается несимметрией элементов электрической сети, например, несимметрией сопротивлений фаз отдельных элементов сети, обрывами фаз и т.д. Поперечная несимметрия, как правило, обуславливается несимметричными КЗ, а также однофазными электроприемниками или трехфазными с несимметричной нагрузкой фаз, например, ДСП.

Несимметрия напряжений характеризуется двумя основными показателями – коэффициентами несимметрии по напряжению обратной и нулевой последовательностей

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{1(1)}} 100\%; K_{0U} = \frac{\sqrt{3}U_{0(1)}}{U_{1(1)}} 100\%.$$

При коэффициенте искажения синусоидальности напряжения $K_U \leq 5\%$ указанные коэффициенты несимметрии могут быть определены по выражениям

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_{1\hat{1}}} 100\%; K_{0U} = \frac{U_0}{U_{1\hat{1}.0}} 100\%.$$

В этих соотношениях U_0 , $U_{0(1)}$ – значения фазного напряжения нулевой последовательности и его первой гармоники; U_1 , U_2 и $U_{1(1)}$, $U_{2(1)}$ – линейные напряжения прямой и обратной последовательностей и их первых гармоник.

В общем случае напряжения обратной и нулевой последовательностей могут быть найдены с использованием метода симметричных составляющих

$$\underline{U}_{0(1)} = \underline{I}_{0(1)} \underline{Z}_{0\Sigma}; \quad \underline{U}_{2(1)} = \sqrt{3} \underline{I}_{2(1)} \underline{Z}_{2\Sigma},$$

где $I_{2(1)}$ и $I_{0(1)}$ – комплексные значения токов обратной и нулевой последовательностей основной гармоники; $Z_{2\Sigma}$ и $Z_{0\Sigma}$ – эквивалентные значения сопротивлений схем обратной и нулевой последовательностей.

Несимметрия напряжений в СЭС оказывает значительное влияние на работу отдельных электроприемников и источников. Так, в асинхронных машинах сопротивление обратной последовательности в 5–7 раз меньше сопротивления прямой последовательности. Поэтому даже небольшое значение U_2 может привести к достаточно большим значениям тока обратной последовательности и создать заметный тормозной момент, а следовательно, вызвать дополнительные потери мощности в двигателе. При постоянной несимметрии напряжения в 4 % и номинальной нагрузке срок службы асинхронных электродвигателей (АД) сокращается в 2 раза. Кроме того, в АД, так же как и в синхронных машинах, возникает вибрация ротора, что может привести к разрушению подшипников. Вследствие сказанного ГОСТ предъявляет жесткие требования к коэффициентам несимметрии по напряжениям обратной и нулевой последовательностей: нормально допустимые значения – 2 %, предельные – 4 %.

52.2.5. Провал напряжения

Провалы напряжения в СЭС возникают в результате коротких замыканий, пуска и самозапуска крупных электродвигателей, работы крупных сварочных установок. Согласно ГОСТ 13109-97 провалы напряжения характеризуются одним основным и двумя вспомогательными показателями.

Основным показателем является длительность провала напряжения $\Delta t_{\text{п}}$, которая определяется по выражению

$$\Delta t_{\text{п}} = t_{\text{к}} - t_{\text{н}},$$

где $t_{\text{н}}$, $t_{\text{к}}$ – начальный и конечный моменты провала напряжения, с (рис. 52.12).

К вспомогательным показателям относятся глубина $\delta U_{\text{п}}$ и интенсивность провалов напряжения $F_{\text{п}}$, которые определяются по формулам

$$\delta U_{\text{п}} = \frac{U_{\text{н}} - U_{\text{мин}}}{U_{\text{н}}} 100\%;$$

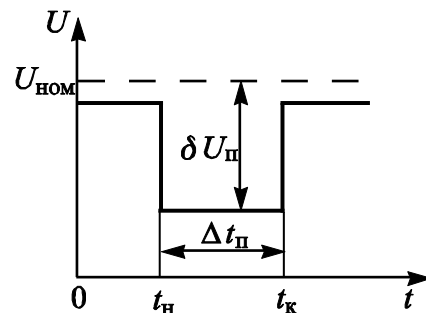


Рис. 52.12. Провал напряжения

$$F_i = \frac{m(\delta U_i, \Delta t_i)}{N} 100\%,$$

где $m(\delta U_{\text{п}}, \Delta t_{\text{п}})$ – число провалов глубиной $\delta U_{\text{п}}$ и длительностью $\Delta t_{\text{п}}$ за период наблюдения T ; N – общее число провалов за тот же период.

Для электрических сетей напряжением до 20 кВ включительно указанным выше ГОСТом установлено предельно допустимое значение длительности провала напряжения, равное 30 с. Длительность автоматически устраняемого провала напряжения в любой точке присоединения к электрическим сетям определяется выдержками времени релейной защиты и автоматики. В общем случае допустимая длительность провалов напряжения определяется технологией производства, характеристиками электроприемников и величинами материальных и иных ущербов, которые возникают в результате провалов напряжения.

Глубина провалов напряжения в узлах СЭС определяется в основном удаленностью места коротких замыканий, их видом, мощностью и способами пуска крупных электродвигателей. Поэтому глубина провала напряжения может принимать любые значения, практически до 100 %. Следует отметить, что этот параметр является не во всех случаях управляемым.

Интенсивность провалов напряжения определяется количеством пусков крупных электродвигателей и коротких замыканий, возникающих в рассматриваемой сети за период наблюдений.

Провалы напряжения оказывают существенное влияние на работу электроприемников. Так, они приводят к увеличению тока, потребляемого электродвигателями из сети. При этом возрастают потери напряжения и мощности в элементах сети, а следовательно, и дальнейшее снижение напряжения в узлах СЭС. В отдельных случаях провалы напряжения могут вызвать остановку работы загруженных приводов с последующими их пусками. Это, в свою очередь, приводит к увеличению частоты ремонтов и расхода электроэнергии.

52.2.6. Импульс напряжения

Импульс напряжения представляет собой всплеск мгновенного значения напряжения продолжительностью от нескольких микросекунд до десяти миллисекунд, т.е. не превышает длительности одного полупериода основной частоты. Основными причинами возникновения импульсов являются грозовые явления (удары молнии в линию электропередачи и ближайшие объекты), включения и от-

ключения различного оборудования (электродвигателей, конденсаторных батарей, кабелей, трансформаторов и т.п.), а также различного рода переходные процессы в электрических сетях.

Для характеристики импульсов напряжения принято использовать два показателя: импульсное напряжение $U_{\text{имп}}$ и длительность импульса по уровню 0,5 его амплитуды $\Delta t_{\text{имп.0,5}}$.

Импульсное напряжение в относительных единицах вычисляют по формуле

$$U_{\text{н.н.}} = U_{\text{н.н.}} / (\sqrt{2} U_{\text{н.н.}}),$$

а длительность импульса напряжения по уровню 0,5 его амплитуды – по выражению

$$\Delta t_{\text{имп.0,5}} = t_{\text{к.0,5}} - t_{\text{н.0,5}},$$

где $t_{\text{к.0,5}}$ и $t_{\text{н.0,5}}$ – моменты времени, соответствующие пересечению кривой импульса напряжения горизонтальной линией, проведенной на уровне половины амплитуды импульса $U_{\text{имп.а}}$ (рис. 52.13), в микросекундах.

Импульсы напряжения, так же как и выше-рассмотренные показатели качества электроэнергии, оказывают отрицательное влияние на работу электроприемников. Так, в электрических сетях напряжением 380 В, эксплуатируемых в районах с сильной грозовой деятельностью и частыми коммутационными переключениями, нередко возникают импульсы напряжения, превышающие уровни импульсной прочности изоляции электрооборудования, и, как следствие, приводящие к ее повреждению.

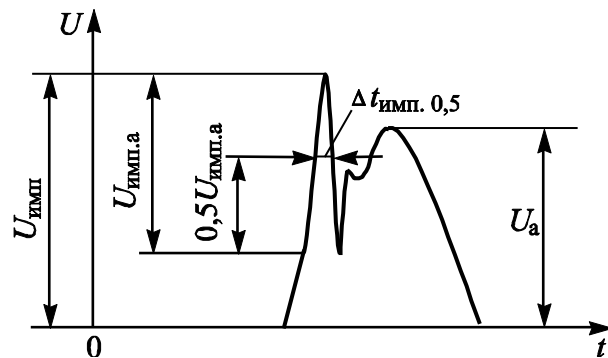


Рис. 52.13. Импульс напряжения

Коммутации конденсаторных батарей также сопровождаются высокочастотными перенапряжениями, особенно при отключениях, часто приводящими к повторным пробоям межконтактных промежутков выключателей. Подобные явления сокращают срок службы выключателей из-за подгорания контактов. Наконец, следует отметить, что импульсы напряжения представляют большую опасность для электронной аппаратуры.

52.3. Пути улучшения показателей качества электроэнергии

При несоответствии показателей качества ЭЭ в узлах СЭС требованиям ГОСТ 13109-97 следует принимать меры по их улучшению, т.е. доведению до нормальных уровней, установленных указанным ГОСТом.

Рассмотрим кратко пути улучшения показателей качества электроэнергии (ПКЭ), часть из которых следует из вышеприведенных расчетных соотношений по оценке соответствующих показателей.

Отметим, что все известные пути улучшения ПКЭ можно разделить на две большие группы. К первой группе относятся мероприятия, позволяющие улучшать практически все ПКЭ одновременно, а ко второй – индивидуальные, позволяющие улучшить конкретные показатели.

К первой группе мероприятий по улучшению ПКЭ относятся:

а) разделение питания электротехнологических установок (ЭТУ), генерирующих помехи в сеть, и электроприемников, чувствительных к электромагнитным помехам, путем:

- питания потребителей, генерирующих помехи в сеть, от отдельных понизительных трансформаторов или подстанций;

- применения трансформаторов с расщепленными обмотками, одна из низковольтных обмоток которых используется для питания потребителей, генерирующих помехи;

б) увеличение мощности КЗ в точке присоединения электроприемников, генерирующих помехи и чувствительных к ним, путем:

- включения на параллельную работу секций шин и линий с одновременной установкой быстродействующих делительных защит;

- увеличения мощности питающих трансформаторов;

- включения емкостей в расщелку линий с одновременной установкой выключателей, шунтирующих эти емкости на время коротких замыканий.

Целесообразность использования указанных общих путей улучшения ПКЭ следует из основных соотношений, приведенных выше.

Наряду с указанными общими путями улучшения ПКЭ существуют пути, обеспечивающие улучшение отдельных показателей (*вторая группа мероприятий*). Перечислим их, и дадим краткие комментарии.

• **Снижение установившегося отклонения напряжения**

Снижение установившегося отклонения напряжения может быть обеспечено за счет:

- регулирования напряжения в центрах питания (ТЭЦ, ГПП, ТП);

- регулирования реактивной мощности, генерируемой источниками, установленными в узлах СЭС.

• Снижение размахов изменения напряжения и дозы фликера

Согласно полученным выше выражениям для определения размахов изменений напряжения и дозы фликера

$$\delta U_t \approx \frac{\Delta Q}{S_{\text{кз}}} 100\% \text{ и } P_{st} = f(\delta U_{t.\text{пр}})$$

снижение размахов колебаний напряжения и дозы фликера может быть обеспечено за счет уменьшения амплитуды колебаний реактивной мощности ΔQ , потребляемой рассматриваемым узлом СЭС из сети. Этого можно добиться путем применения быстродействующих регулируемых источников реактивной мощности (ИРМ). В качестве таких источников, как правило, применяют специальные быстродействующие синхронные компенсаторы, позволяющие регулировать реактивную мощность со скоростью до 130 Мвар/с, а также статические компенсаторы реактивной мощности (СТК) прямого или косвенного действия, которые обеспечивают регулирование реактивной мощности со скоростью до 2000 Мвар/с и более.

В СТК прямого действия регулирование генерируемой реактивной мощности осуществляется путем ступенчатого включения батарей конденсаторов (БК) при возрастании реактивной составляющей нагрузки и наоборот. Для обеспечения быстродействия в качестве контакторов или выключателей применяют тиристорные ключи. С целью исключения переходных процессов, возникающих при включениях БК, которые приводят только увеличению колебаний напряжения, включение их осуществляется в те моменты времени, когда напряжение сети и конденсаторов одинаковы как по величине, так и по полярности. Отключение производится в моменты времени, когда ток в их цепи становится равным нулю.

Для приведения в норму изменений размахов напряжения и дозы фликера при работе электроприемников с резкопеременными графиками нагрузок реактивная мощность каждой ступени СТК должна удовлетворять условию

$$\Delta Q_{\text{ст}} \leq \frac{\delta U_{t.\text{доп}}}{100\%} S_{\text{кз}},$$

где $\delta U_{t.\text{доп}}$ – допустимая величина размаха изменения напряжения; $S_{\text{кз}}$ – мощность КЗ в точке совместного питания резкопеременной нагрузки и других электроприемников, воспринимающих колебания напряжения.

Статические компенсирующие устройства косвенного действия, часто называемые в технической литературе тиристорными компенсаторами реактивной мощности (ТКРМ), состоят из двух частей: управляемого реактора и нерегулируемых батарей конденсаторов или фильтров высших гармоник. Принцип косвенной компенсации для уменьшения колебаний напряжения заключается в том, что управляемый реактор потребляет реактивную мощность в те периоды времени, когда происходит снижение ее потребления электроприемниками, и наоборот.

Способность быстрого регулирования реактивной мощности ТКРМ используется не только для снижения колебаний напряжения и фликера, но и для повышения динамической устойчивости узлов нагрузки. Возможность пофазного управления мощностью этих устройств позволяет снижать несимметрию напряжений электрической сети. Кроме того, они одновременно решают и вопросы компенсации реактивной мощности, а посему являются многофункциональными элементами.

К недостаткам ТКРМ следует отнести то, что они генерируют высшие гармоники в сеть. Кроме того, установленная мощность их реактивных элементов практически вдвое больше, чем в СТК прямого действия.

•Снижение несимметрии напряжений

Кроме указанных выше общих путей улучшения практически всех ПКЭ, в число которых входит и несимметрия напряжений, существуют пути, позволяющие снижать непосредственно несимметрию напряжения. К ним относятся следующие:

- по возможности равномерное распределение однофазных и несимметричных трехфазных нагрузок по фазам;
- снижение сопротивления нулевой последовательности элементов СЭС;
- применение пофазного регулирования коэффициента трансформации трансформаторов;
- применение симметрирующих устройств.

Первые два из перечисленных путей являются предпочтительными. Однако при их применении не всегда достигаются желаемые результаты.

При условии стационарной несимметрии, когда вектора токов и напряжений обратной и нулевой последовательности практически не изменяются во времени как по величине, так и по фазе, не-

плохие результаты дает пофазное регулирование коэффициента трансформации питающих трансформаторов.

Наиболее кардинальным из перечисленных выше путей является применение различных симметрирующих устройств, которые выполняются в основном на основе реактивных элементов – индуктивностей и емкостей. В принципе они могут выполняться и на активных элементах, если мощность, потребляемая ими, может быть использована полезно.

• **Снижения несинусоидальности напряжения**

К основным мерам по уменьшению влияния высших гармонических токов на питающую сеть наряду с общими путями улучшения показателей качества электроэнергии относятся:

1. *Увеличение числа фаз выпрямления вентильных преобразователей.* Исследованиями установлено, что с увеличением фазности выпрямления форма первичного тока преобразователя приближается к синусоидальной, а количество гармоник в токе преобразователя и, следовательно, в напряжении сети, уменьшается. Кроме того, повышаются энергетические показатели преобразователя. Так, например, при 6-фазной схеме преобразования в токе вентильного преобразователя содержатся 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25-я гармоники, а при 12-фазной схеме – 11, 13, 23, 25-я. При замене 6-фазных схем преобразования 12-фазными схемами коэффициент искажения синусоидальности K_U уменьшается приблизительно в 1,4 раза. Учитывая вышесказанное можно утверждать, что данное мероприятие является весьма эффективным. Однако, дальнейшее увеличение числа фаз выпрямления как в России, так и за рубежом не нашло широкого применения по причине того, что преобразовательные трансформаторы для большого числа фаз выпрямления получаются слишком сложными, дорогими и ненадежными.

2. *Применение силовых резонансных фильтров (СРФ) высших гармоник.* Силовые резонансные фильтры представляют собой контуры, состоящие из последовательно соединенных индуктивности и емкости, настроенных на частоту определенной гармоники. Идеальный фильтр, настроенный на n -ю гармонику, теоретически полностью пропускает через себя ток этой гармоники. Однако, наличие активных сопротивлений реакторов и конденсаторов, а также неточность их настройки приводит к неполной фильтрации гармоник.

Применение СРФ является одним из кардинальных направлений снижения несинусоидальности напряжения в электрических

сетях. Кроме того, оно попутно со снижением напряжения высших гармоник в сети решает вопрос компенсации реактивной мощности Q , т.к. сопротивление фильтров на основной гармонике имеет емкостный характер. Следовательно, они на основной гармонике генерируют реактивную мощность, и поэтому являются устройствами многоцелевого назначения. При пофазном регулировании мощности они могут выполнять функции симметрирующих устройств.

В процессе оперативных переключений в сетях их параметры могут меняться. При наличии в сетях батарей конденсаторов или СРФ это приводит к изменению резонансных частот. Поскольку при проектировании сетей практически невозможно предусмотреть все возможные эксплуатационные режимы, то с целью исключения резонансных режимов в сетях, вызванных установкой СРФ, как правило, в первую очередь устанавливают фильтр, настроенный на гармонику меньшего порядка, которая имеется в сети, затем следующую и т.д. Если гармоники меньшего порядка не существенны, то можно начинать установку фильтров и с гармоник более высокого порядка, но при этом следует тщательно просмотреть все возможные режимы и убедиться, во-первых, в эффективности подавления высших гармоник, во-вторых – в отсутствии резонансных явлений на более низких частотах, чем та, на которую настроены фильтры.

Выбор мощности СРФ производят из условий обеспечения: баланса реактивной мощности в узле; уменьшения фильтруемой гармоники до допустимого уровня; уменьшения коэффициента искажения синусоидальности K_U до допустимого уровня. Выбранные СРФ должны быть проверены на отсутствие резонансных явлений на частотах меньшего порядка.

Мощность батарей конденсаторов фильтра, настроенного на ν -ю гармонику, определяют из условия

$$Q_{p\nu} \geq 1,2 K_{cx} U_{ном.БК} I_{\nu\Sigma},$$

где K_{cx} – коэффициент схемы, принимаемый равным $\sqrt{3}$ при соединении батарей конденсаторов по схеме треугольника и равным 3 при соединении их в трехлучевую звезду; $I_{\nu\Sigma}$ – эквивалентное действующее значение тока ν -й гармоники, обусловленное всеми источниками высших гармоник.

При параллельной работе СРФ, настроенных на одну и ту же

гармонику, незначительная расстройка фильтров может привести к существенной неравномерности их загрузки. Поэтому каждый из них должен быть выбран по полному току соответствующей гармоники.

**• Уменьшение импульсных перенапряжений
и сокращение длительности провалов**

Для ограничения импульсных перенапряжений, вызванных в основном переходными процессами, обусловленными грозовыми явлениями и коммутациями в сетях, на подстанциях устанавливают разрядники и нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН). Эти аппараты обеспечивают снижение амплитуды импульсов до значений, приемлемых для изоляции электрооборудования. Однако эти значения в 5–10 раз превышают уровни помехозащищенности средств вычислительной техники и электронной аппаратуры, присоединенных к электрической сети. Защиту чувствительного оборудования от импульсных перенапряжений осуществляют с помощью специальных буферных устройств, а не путем предъявления к электрической сети требований более жестких, чем обеспечивают разрядники и ОПН.

Длительность кратковременных провалов напряжения вплоть до перерывов питания определяется структурой схемы электропитания и техническими характеристиками средств автоматического восстановления питания после аварии. Чем меньше число ступеней в СЭС одного уровня напряжения и время срабатывания коммутационных аппаратов и системной автоматики, тем меньше длительность провалов напряжения. Частоту провалов напряжения можно снизить путем применения мягких пусков электродвигателей, повышения культуры эксплуатации сетей, повсеместного внедрения диагностирования оборудования СЭС.

Глава 53

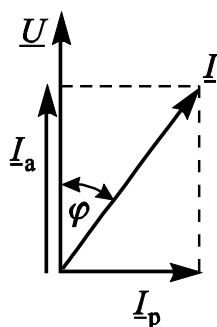
КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

53.1. Реактивная мощность и ее компенсация

Понятие о реактивной мощности было дано в первой книге настоящей работы. Однако с целью удобства восприятия читателем материала данной главы напомним ему некоторые понятия, касающиеся реактивной мощности.

Как известно в цепях переменного тока, изменяющегося по синусоидальному закону, принято раскладывать токи и мощности на активную и реактивную составляющие, что существенно упрощает проведение расчетов установившихся режимов электрических сетей СЭС и решение других вопросов, в частности компенсации реактивной мощности.

Активная составляющая тока совершает полезную работу в электроприемниках, и совпадает по фазе с напряжением. Составляющую тока, перпендикулярную вектору напряжения, принято называть реактивной.



На рис. 53.1 приведена векторная диаграммы напряжения и тока для цепи с активно-индуктивной нагрузкой, в соответствии с которой активная и реактивная составляющие тока

$$I_a = I \cos \varphi; \quad I_p = I \sin \varphi.$$

Рис. 53.1. Векторная диаграмма токов и напряжений цепи с активно-индуктивной нагрузкой

Активная и реактивная мощности

$$P = UI_a = UI \cos \varphi; \tag{53.1}$$

$$Q = UI_p = UI \sin \varphi. \tag{53.2}$$

Для выяснения сущности реактивной мощности рассмотрим цепь переменного тока, содержащую только индуктивность (рис. 53.2). В таких цепях ток отстает от напряжения на 90° .

Пусть мгновенное значение напряжения изменяется по закону

$$u = U_m \cos \omega t.$$

При этом изменения мгновенных значений тока и мощности в указанной цепи будут описываться формулами

$$i_L = I_{mL} \sin \omega t;$$

$$p_L = ui_L = U_m \cos \omega t I_{mL} \sin \omega t = \frac{U_m I_{mL}}{2} \sin 2\omega t, \quad (53.3)$$

где U_m и I_{mL} – амплитудные значения напряжения и тока.

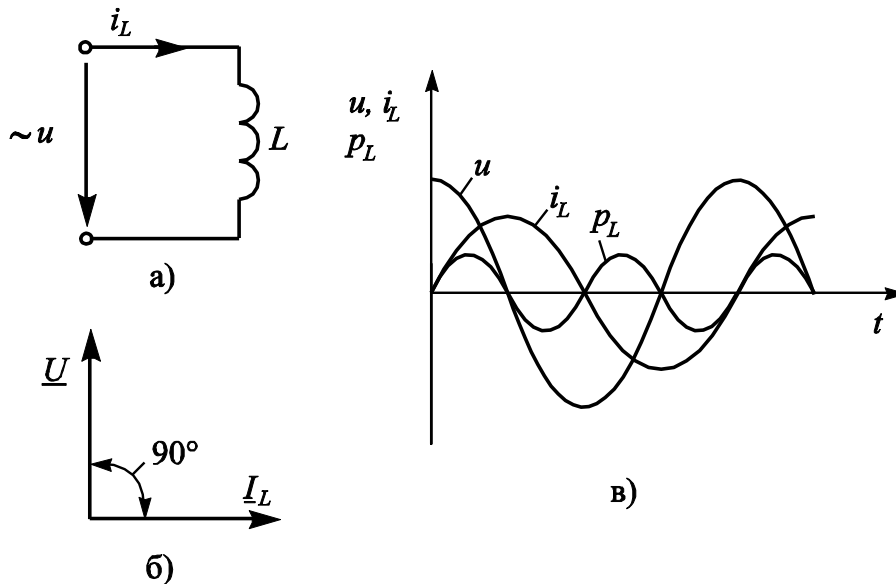


Рис. 53.2. Схема (а), векторная диаграмма тока и напряжения (б) и графики изменения напряжения, тока и мощности (в) неразветвленной цепи с индуктивной нагрузкой

Учитывая то, что при синусоидальном изменении тока и напряжения действующие значения этих величин в $\sqrt{2}$ раз меньше амплитудных, выражение (53.3) принимает вид

$$p_L = UI_L \sin 2\omega t = P_{mL} \sin 2\omega t. \quad (53.4)$$

Из выражения (53.4) и представленных кривых на рис. 53.2в видно, что мгновенная мощность, потребляемая рассматриваемой цепью, изменяется по синусоидальному закону с двойной частотой и амплитудой

$$P_{mL} = UI_L. \quad (53.5)$$

Среднее значение мощности за период, потребляемой из сети цепью, содержащей только индуктивное сопротивление,

$$P_{cL} = \frac{1}{T} \int_0^T p_L(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T P_{mL} \sin 2\omega t dt = 0.$$

Это свидетельствует о том, что такая цепь не потребляет активную мощность. Следовательно, p_L является реактивной мощностью, и не совершает полезную работу. Между источником (генератором) и индуктивностью L происходит периодический обмен энергией без преобразования ее в другие виды энергии. При возрастании тока i_L (по абсолютной величине) энергия накапливается в индуктивности потребителя, а при снижении – передается обратно к источнику. Таким образом, за один период основной частоты обмен энергией между источником и индуктивностью происходит дважды.

Из сравнения выражений (53.2) и (53.5) можно сделать вывод о том, что под реактивной мощностью Q следует понимать амплитудное значение мгновенной мощности P_{mL} , потребляемой из сети индуктивностью. Как было уже отмечено, эта мощность не производит полезную работу. Она служит лишь для создания и проведения магнитных полей вокруг обмоток электромагнитных устройств, например, электродвигателей, трансформаторов, индукционных печей и других устройств. В связи со сказанным выше такие общепринятые в технической литературе термины, как «потребление» и «потери реактивной мощности» следует считать условными.

Рассмотрим теперь цепь, содержащую только емкость (рис. 53.3а) и получающую питание от того же источника, что и выше-рассмотренная цепь с индуктивностью.

В такой цепи ток опережает напряжение на 90° , и изменяется по закону

$$i_c = -I_{mc} \sin \omega t.$$

При этом мгновенная мощность

$$p_c = ui_c = -U_m \cos \omega t I_{mc} \sin \omega t = -UI_c \sin 2\omega t.$$

Здесь $UI_{\tilde{n}} = P_{m\tilde{n}}$ – амплитудное значение мгновенной мощности рассматриваемой цепи, с учетом чего данное выражение принимает вид

$$p_c = -P_{mc} \sin 2\omega t. \quad (53.6)$$

Из данного выражения и рис. 53.3 видно, что мгновенная мощность в цепи с емкостью изменяется по синусоидальному закону с двойной частотой, и находится в противофазе по отношению к

мгновенной мощности, потребляемой индуктивностью, о чем свидетельствует знак минус, стоящий перед правой частью (53.6).

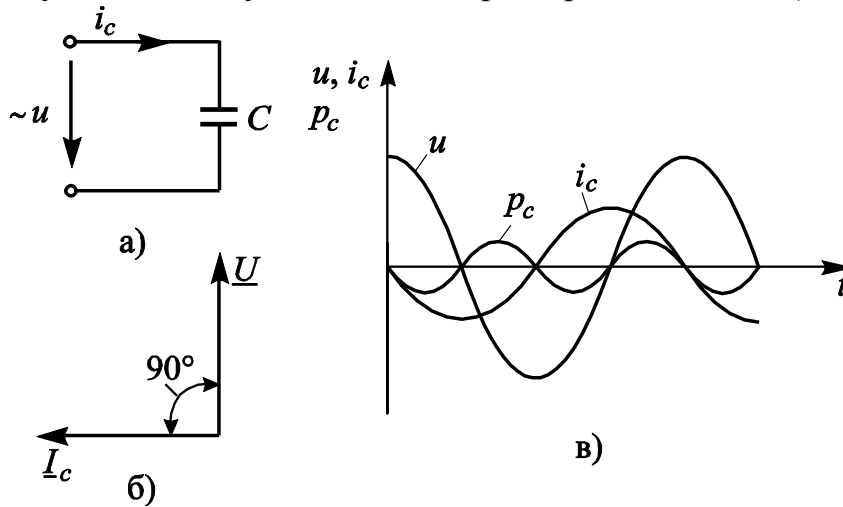


Рис. 53.3. Схема (а), векторная диаграмма тока и напряжения (б) и графики изменения напряжения, тока и мощности (в) неразветвленной цепи с емкостной нагрузкой

Активная мощность, потребляемая этой цепью, также равняется нулю. Следовательно, в этой цепи, также как в цепи с индуктивностью, происходит периодический обмен энергией между источником и емкостью без преобразования ее в другие виды энергии. Амплитудное значение мощности, потребляемой цепью, содержащей только емкость, принято назвать реактивной мощностью конденсатора

$$Q_k = P_{mc} = UI_c.$$

Ток, потребляемой из сети, при параллельном соединении индуктивности и емкости (рис. 53.4а) согласно первому закону Кирхгофа определяется по формуле

$$\underline{I} = \underline{I}_L + \underline{I}_c = \frac{\underline{U}}{\underline{X}_L} + \frac{\underline{U}}{\underline{X}_c}.$$

С учетом того, что $\underline{X}_L = j\omega L = jX_L$ и $\underline{X}_c = 1/j\omega C = -jX_c$ последнее выражение принимает вид

$$\underline{I} = -jU \left(\frac{1}{X_L} - \frac{1}{X_c} \right) = -jU \frac{X_c - X_L}{X_L X_c}. \quad (53.7)$$

Согласно выражению (53.7) при $X_L < X_c$ потребляемый из сети ток отстает от напряжения на 90° , а при $X_L > X_c$ опережает его на те же 90° . В первом случае подключение емкости параллельно индуктивности приводит к уменьшению реактивного тока, потреб-

ляемого из сети индуктивностью, т.е. происходит его частичная компенсация, а во втором – перекомпенсация. При $X_L = X_c$ реактивный ток, потребляемый из сети, будет равен нулю. В этом случае обмен энергией будет происходить только между емкостью и индуктивностью, т.е. потребность индуктивности в реактивном токе будет обеспечена полностью за счет емкости.

В общем случае реактивную мощность, потребляемую из сети цепью (рис. 53.4а) можно найти по формуле

$$Q = UI = UU \left(\frac{1}{X_L} - \frac{1}{X_c} \right) = \frac{U^2}{X_L} - \frac{U^2}{X_c} = Q_L - Q_k.$$

Здесь реактивная мощность Q представляет собой некомпенсированную часть реактивной мощности Q_L . Отметим, что мощность Q_k принято называть мощностью компенсирующего устройства.

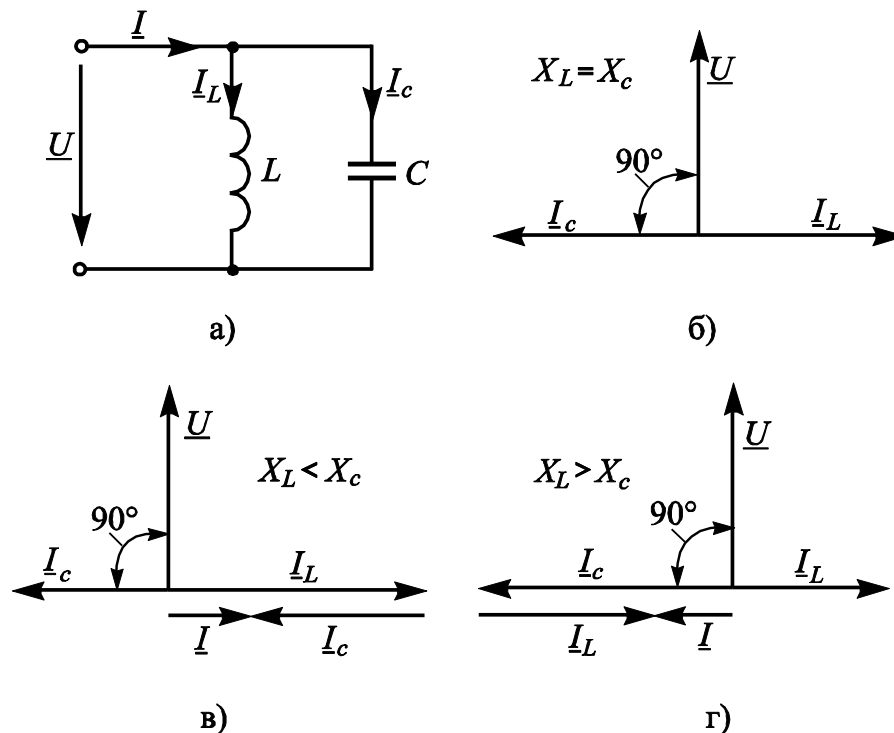


Рис. 53.4. Схема (а), векторная диаграмма токов и напряжений (б, в, г) разветвленной цепи, содержащей индуктивность и емкость

В целом снижение протекаемой по элементам сетей реактивной мощности за счет источников, установленных в сетях потребителей, называют **компенсацией реактивной мощности**.

Основной целью компенсации реактивной мощности является ликвидация дефицита реактивной мощности, возникающей в энергосистеме в периоды прохождения максимумов их активной

нагрузки, а также снижение потерь активной и реактивной мощности и потерь напряжения. Кроме того, это позволяет увеличить пропускную способность сетей. Отметим также, что при полной загрузке источников по активной мощности, дефицит по реактивной мощности составляет приблизительно 50 % от их установленной мощности. На стадии проектирования СЭС компенсация реактивной мощности позволяет снизить сечения проводников и уменьшить число и мощность трансформаторов.

Следует отметить, что снижения реактивной мощности, протекаемой по элементам сетей, можно добиться не только путем компенсации реактивной мощности, но и за счет уменьшения реактивной мощности, потребляемой электроприемниками и элементами самих сетей. Однако мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками, проводимые на предприятиях уменьшают ее потребление не более чем на 10 %. Поэтому основным путем решения указанной задачи является компенсация реактивной мощности.

53.2. Потребители реактивной мощности

Основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные электродвигатели, силовые трансформаторы, дуговые и индукционные печи, сварочные и преобразовательные установки, а также газоразрядные лампы.

Доля участия указанных групп электроприемников в общем балансе потребления реактивной мощности и энергии не одинакова и зависит от рода деятельности предприятия и применяемых в них технологий.

Асинхронные электродвигатели (АД) имеют наибольший удельный вес в общем балансе потребления как активной, так и реактивной энергии. Так, асинхронные электродвигатели потребляют свыше 50 % всей электроэнергии, используемой в промышленности и быту, и свыше 60 % реактивной энергии.

Основной причиной большого потребления реактивной мощности АД является наличие на пути магнитного потока воздушного зазора между статором и ротором, на преодоление которого магнитным потоком расходуется более 70 % магнитодвижущей силы, а следовательно, и потребляемой реактивной мощности.

Реактивная мощность, потребляемая асинхронными электродвигателями, зависит от их конструктивного исполнения и режимных параметров, таких как степень загрузки на валу $\beta = p / p_{\text{ном}}$, частота и продолжительность пусков, уровень напряжения на зажимах электродвигателя и частота изменения питающего напряжения. Отметим также, что у более тихоходных двигателей при одинаковой мощности объем магнитопровода больше. Поэтому они потребляют бóльшую реактивную мощность.

В целях уменьшения потребления реактивной мощности асинхронными двигателями применяют следующие мероприятия: выбирают двигатели с максимально возможной (по условиям работы привода) частотой вращения и с наименьшим воздушным зазором; выбирают двигатели без излишних запасов по номинальной мощности, так как недогруженные двигатели работают с низким коэффициентом мощности; при длительном снижении нагрузки ниже 40–50 % производят переключение обмотки статора двигателя с треугольника на звезду, что приводит к уменьшению магнитной индукции в $\sqrt{3}$ раз, а следовательно, и потребляемой реактивной мощности; применяют ограничители холостого хода и др.

Трансформаторы. В отличие от асинхронных электродвигателей в трансформаторах магнитопроводы практически не имеют воздушных зазоров. Поэтому при одинаковой их мощности в трансформаторах для создания основного магнитного потока требуется значительно меньшая МДС, а следовательно, и меньшая реактивная мощность. Однако удельный вес силовых трансформаторов в общем балансе потребления реактивной мощности значителен, достигает 30 и более процентов. Это объясняется в основном двумя факторами:

а) при передаче электрической энергии от генераторов энергосистем до потребителей она (энергия) трансформируется несколько раз (два и более), а для работы каждого трансформатора требуется реактивная мощность;

б) в силовых трансформаторах реактивная мощность, расходуемая на проведение потоков рассеяния, значительно больше, чем в асинхронных двигателях. Это объясняется тем, что обмотки высшего напряжения большинства силовых трансформаторов (а в крупных с $S_{\text{т.ном}} \geq 4000$ кВ·А и обмотки низшего напряжения) рассчитаны на напряжение 6 и более кВ, тогда как преимущественное большинство асинхронных двигателей выполнены на напряжение

до 1000 В, при котором изоляционные расстояния принимаются значительно меньшими, чем в высоковольтных устройствах. Это в среднем обуславливает и меньшую длину немагнитных зазоров на пути потоков рассеяния в двигателях, чем в трансформаторах, а следовательно, и меньшую мощность на их проведение.

Реактивная мощность, потребляемая двухобмоточными трансформаторами, которые чаще всего используются в СЭС, определяется по формуле

$$Q = \frac{S_{\text{д.л.л.}}}{100\%} (i_{\text{xx}} \% + k_{\text{со}}^2 U_{\text{е}} \%).$$

Ток холостого хода i_{xx} наиболее распространенных типов современных силовых трансформаторов мощностью от 25 кВ·А до 100 МВ·А колеблется в пределах 0,45–3 % для масляных трансформаторов и 0,6–4,8 % – для сухих, причем бóльшие значения относятся к трансформаторам малой мощности. Напряжения короткого замыкания $U_{\text{к}}$ находится в пределах от 4,5 до 12,5 %, бóльшие значения которых относятся к трансформаторам большей мощности. В среднем при указанных параметрах и коэффициенте загрузки трансформаторов $k_{\text{зт}} = 0,7$ реактивная мощность, потребляемая трансформаторами, составляет 4,5–6 % от их установленной мощности. При числе ступеней трансформации между источником и потребителем равным 3 и коэффициенте мощности нагрузки $\cos \varphi_{\text{нар}} = 0,8$ суммарная реактивная мощность, потребляемая трансформаторами, составляет от 30 до 40 % реактивной нагрузки, передаваемой потребителю.

В целях снижения реактивной мощности, потребляемой трансформаторами, следует: применять более качественные электротехнические стали при изготовлении трансформаторов; исключать холостой ход трансформаторов; заменять слабозагруженные трансформаторы на трансформаторы меньшей мощности; не допускать повышения питающего трансформатор напряжения.

Преобразовательные установки широко применяются в промышленности и в электрифицированном транспорте, причем бóльшая часть из них выполнена на полупроводниковых элементах.

Реактивная мощность, потребляемая неуправляемыми преобразователями, зависит от угла естественной коммутации вентилей γ , а управляемыми – от угла коммутации γ и угла открывания вентилей α . Коммутация тока с одного вентиля на другой происходит не мгновенно, а в течение некоторого промежутка времени, который зависит от индуктивности питающей сети и преобразователя.

Угол сдвига между первичным током основной частоты преобразователя и напряжением сети φ_n в неуправляемых преобразователях составляет $\varphi_n = \gamma/2$, а в управляемых – $\varphi_i = \alpha + \gamma/2$. Степень влияния угла управления α на величину потребляемой реактивной мощности преобразователей значительно больше, чем угла естественной коммутации γ , особенно там, где требуется регулирование α в широком диапазоне.

Реактивную мощность, потребляемую из сети преобразовательными агрегатами можно найти по формуле

$$Q = Q_{i\delta} + \Delta Q_0 = P_{i\delta} \operatorname{tg} \varphi_i + \frac{S_{0.i\delta} \cdot i_{\delta}}{100\%} (i_{xx} \% + k_{\varphi 0}^2 U_{\hat{e}} \%),$$

где $P_{пр} = I_d U_d$ – активная мощность, потребляемая преобразователем из сети; I_d и U_d – выпрямленные значения тока и напряжения; $S_{т.ном.пр}$ – номинальная мощность преобразовательного трансформатора.

Несмотря на то, что преобразовательные агрегаты имеют относительно высокий коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg} \varphi_n$, доля их в общем балансе потребления реактивной мощности невелика, и по данным различных источников составляет 8–10 %. Это объясняется тем, что в последнее время все больше находят применение компенсированные преобразователи, способные удовлетворять не только собственные нужды в реактивной мощности, но и генерировать ее в сеть.

Электротермические установки. Наиболее крупными потребителями реактивной мощности из всех электротермических установок являются дуговые сталеплавильные и руднотермические печи, а также индукционные печи.

Большое потребление реактивной мощности дуговыми печами обусловлено достаточно большими значениями индуктивных сопротивлений печных трансформаторов и коротких сетей, что необходимо для ограничения токов эксплуатационных коротких замыканий между электродами фаз через металл или шихту, в основном в периоды расплавления шихты. Как правило, токи эксплуатационных КЗ ограничивают до 2,5...3,5 номинального тока печного трансформатора. Кроме того, повышенные значения указанных индуктивных сопротивлений необходимы для обеспечения непрерывного горения дуги и повышения КПД печи. В тех случаях, когда индуктивные сопротивления печных установок недостаточны для обеспечения указанного режима горения дуги, последовательно

с обмотками высшего напряжения печных трансформаторов включаются дроссели, причем дроссель и активная часть трансформатора помещаются в один бак. На печах большой емкости с трансформаторами мощностью более 10 МВ·А индуктивности печных установок достаточно велики. Поэтому в них дроссели не применяются.

В индукционных печах нагрев металла основан на использовании сильных магнитных полей и индуцированных ими токов, для создания которых требуется большая реактивная мощность. Коэффициент мощности индукционных печей низок и в зависимости от типа печи и металла, который в них плавится, находится в пределах от 0,1 до 0,7. Поэтому индукционные печи для компенсации потребляемой ими реактивной мощности и повышения $\cos\varphi$ до 0,95...1,0 комплектуются индивидуальными конденсаторными батареями с регулируемыми и нерегулируемыми секциями.

Снижения потребления реактивной мощности дуговыми печами можно добиться путем повышения в допустимых пределах загрузки печей, сокращения продолжительности плавки, выравниванием графика нагрузки группы электропечей путем сдвига во времени их технологических циклов. Кроме того, с этой же целью мощные дуговые сталеплавильные и руднотермические печи оснащаются устройствами продольной компенсации (УПК). Для этого в печных трансформаторах предусматривается дополнительная (третья) обмотка на напряжение 6...10 кВ, куда подключаются батареи высоковольтных конденсаторов.

Достаточно большую реактивную мощность потребляют и электросварочные установки. Коэффициент мощности их очень низок и составляет: электродуговой сварки – 0,3...0,35, а контактной – 0,2...0,6. В тех случаях, когда сварочные установки с их резкопеременной нагрузкой создают недопустимые колебания и несимметрию напряжений по всей сети, применяется сварка на постоянном токе. Питание этих аппаратов чаще всего осуществляется через преобразователи переменного тока в постоянный. Однако у такого решения имеются свои недостатки – полупроводниковые преобразователи генерируют в сеть высшие гармоники, а электромашины имеют пониженные значения надежности и КПД.

Как уже отмечалось выше, проводимые на предприятиях мероприятия по снижению потребления реактивной мощности электроприемниками не позволяют избавиться от дефицита реактивной мощности в энергосистеме в периоды прохождения максимума ее

активной нагрузки, когда загрузка генераторов по активной мощности близка к номинальной. Поэтому остается актуальным решение вопроса компенсации реактивной мощности.

53.3. Источники реактивной мощности

В общем случае потребляемая электроприемниками и элементами сетей реактивная мощность покрывается за счет различных источников, к которым следует отнести:

- энергосистему;
- собственные ТЭЦ промышленных предприятий;
- синхронные компенсаторы СК;
- синхронные электродвигатели СД;
- батареи конденсаторов БК;
- токопроводы, воздушные и кабельные линии;
- компенсированные преобразователи;
- фильтрокомпенсирующие и фильтросимметрирующие устройства.

Дадим краткую характеристику указанным источникам реактивной мощности (ИРМ).

Энергосистема, т.е. генераторы, установленные на ее электростанциях, являются основными источниками как активной, так и реактивной мощности. Синхронные генераторы вырабатывают реактивную мощность как попутный продукт при выполнении ими основной задачи. Поэтому они являются дешевыми источниками реактивной мощности. Но передача ее потребителям связана с большими потерями активной и реактивной мощности в элементах сетей. Последнее замечание не относится к собственным ТЭЦ промышленных предприятий.

На величину реактивной мощности, которой располагает энергосистема, оказывает влияние режим ее загрузки по активной мощности. В часы максимума активной нагрузки энергосистемы возникает дефицит реактивной мощности, а в часы минимума – ее избыток. Поэтому в первом случае энергосистема, как правило, ограничивает предприятия в потреблении реактивной мощности по льготным тарифам, а предприятиям, потребляющим реактивную мощность в режимах малых нагрузок, дает льготы, стимулируя тем самым выравнивание графиков нагрузок.

Синхронные компенсаторы предназначены для работы в качестве источника или потребителя реактивной мощности. Они работают без активной нагрузки на валу. Поэтому, в отличие от генераторов и синхронных электродвигателей, такие машины выполняются с меньшим воздушным зазором между статором и ротором и с облегченным валом.

На рис. 53.5 приведены схема замещения и векторные диаграммы, поясняющие работу синхронного компенсатора (СК) в трех характерных режимах его работы.

Воспользовавшись вторым законом Кирхгофа запишем уравнение

$$\underline{U}_c = \underline{E}_q + j\underline{I}_{\text{ск}} X_d, \quad (53.9)$$

из которого найдем выражение для тока статора

$$\underline{I}_{\text{ск}} = \frac{\underline{U}_c - \underline{E}_q}{jX_d} = -j \frac{\underline{U}_c - \underline{E}_q}{X_d} = -j \frac{\Delta \underline{E}_q}{X_d}, \quad (53.10)$$

где \underline{U}_c – напряжение, подведенное к зажимам СК; \underline{E}_q – ЭДС холостого хода; X_d – синхронная реактивность по продольной оси.

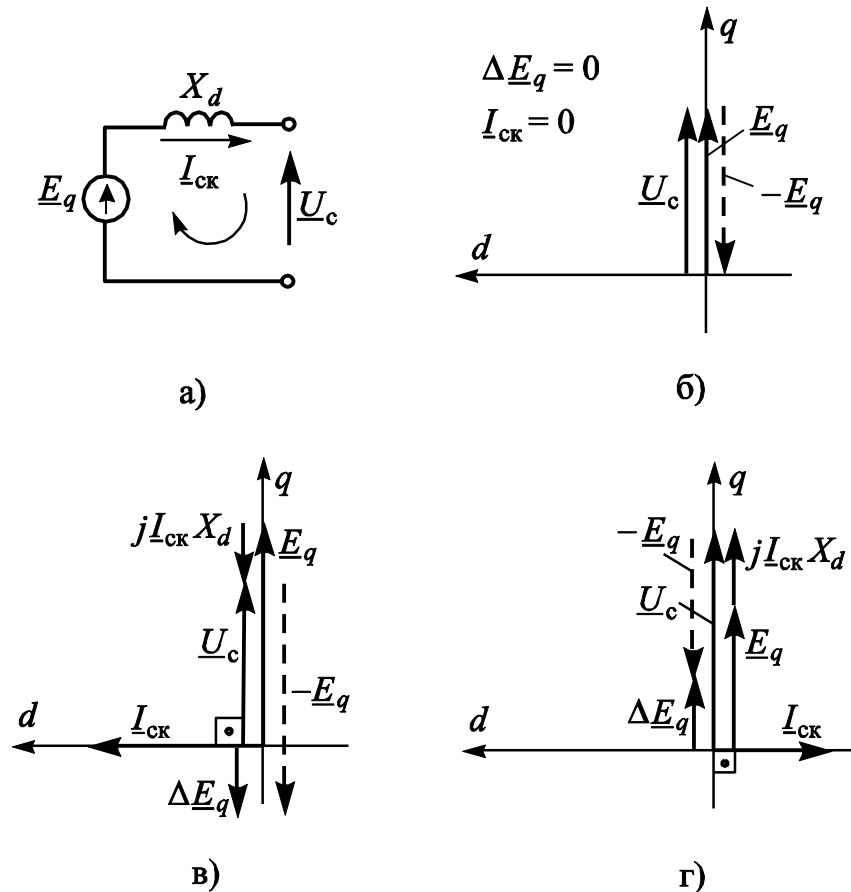


Рис. 53.5. Схема замещения и векторные диаграммы токов и напряжений синхронного компенсатора: а – схема замещения; б – векторная диаграмма в режиме нормального возбуждения; в – в режиме перевозбуждения; г – в режиме недовозбуждения

Из выражения (53.10) следует, что ток статора синхронного компенсатора отстает от вектора $\Delta \underline{E}_q = \underline{U}_c - \underline{E}_q$. При $\underline{E}_q = \underline{U}_c$ ток статора равен нулю, что соответствует нормальному току возбуж-

дения и холостому ходу компенсатора. В режиме перевозбуждения ток синхронного компенсатора, отстающий от вектора $\Delta \underline{E}_q$ на 90° , опережает напряжение сети на те же 90° , и реактивная мощность генерируется в сеть. В режиме же недовозбуждения (рис. 53.5г) вектор $\Delta \underline{E}_q$ меняет свое направление на 180° по отношению к направлению $\Delta \underline{E}_q$ в режиме перевозбуждения. Соответственно на 180° меняет свое направление и ток статора. В результате он отстает от напряжения сети на 90° , т.е. машина работает в режиме потребления реактивной мощности.

К достоинствам синхронных компенсаторов следует отнести возможность работы как в режиме выдачи, так и потребления реактивной мощности и плавность ее регулирования. Однако в СЭС промышленных предприятий они применяются весьма редко, так как удельные затраты на установку их значительно выше затрат на установку высоковольтных батарей конденсаторов. Потери активной мощности на выработку единицы реактивной у синхронных компенсаторов в несколько раз превышают потери в конденсаторных установках. Кроме того, синхронные компенсаторы требуют установки специальных фундаментов, создают шум и сложны в эксплуатации.

Синхронные двигатели (СД) нашли широкое применение в промышленности в качестве приводных двигателей производственных машин и механизмов, не требующих регулирования частоты вращения, таких как насосы, дымососы, компрессоры и др.

Синхронные двигатели также как и синхронные компенсаторы могут работать как в режиме генерации, так и потребления реактивной мощности. Они могут работать и при $\cos \varphi = 1$, не потребляя реактивную мощность и не отдавая ее в сеть. На рис. 53.6 приведены векторные диаграммы токов и напряжений синхронного двигателя, построенные для указанных трех режимов возбуждения при заданной активной нагрузке на валу, остающейся одинаковой во всех трех режимах возбуждения. Это равносильно тому, что активная составляющая тока статора $I_a = \text{const}$, а следовательно, будет неизменным и вектор падения напряжения от этой составляющей тока на сопротивлении X_d , т.е. $\underline{I}_a X_d = \text{const}$. Поэтому при изменении тока возбуждения от минимально допустимого значения по условиям устойчивости работы, что соответствует ЭДС холостого хода, равной $E_{q \min}$, до номинального, конец вектора ЭДС холостого хода E_q будет сколь-

зять по штрихпунктирной линии, параллельной вектору напряжения сети \underline{U}_c , а конец вектора тока статора – по пунктирной линии, перпендикулярной \underline{U}_c и проведенной через конец вектора \underline{I}_a .

В этих диаграммах значение ЭДС E_{qe} (рис. 53.6а) соответствует току возбуждения, при котором СД работает с $\cos\varphi = 1$. При недовозбуждении машины ($E_{q3} < E_{q\dot{a}}$) ток статора \underline{I} отстает от напряжения сети \underline{U}_c , а при перевозбуждении ($E_{q2} > E_{q\dot{a}}$) опережает его. В первом случае двигатель потребляет реактивную мощность, а во втором – отдает ее в сеть.

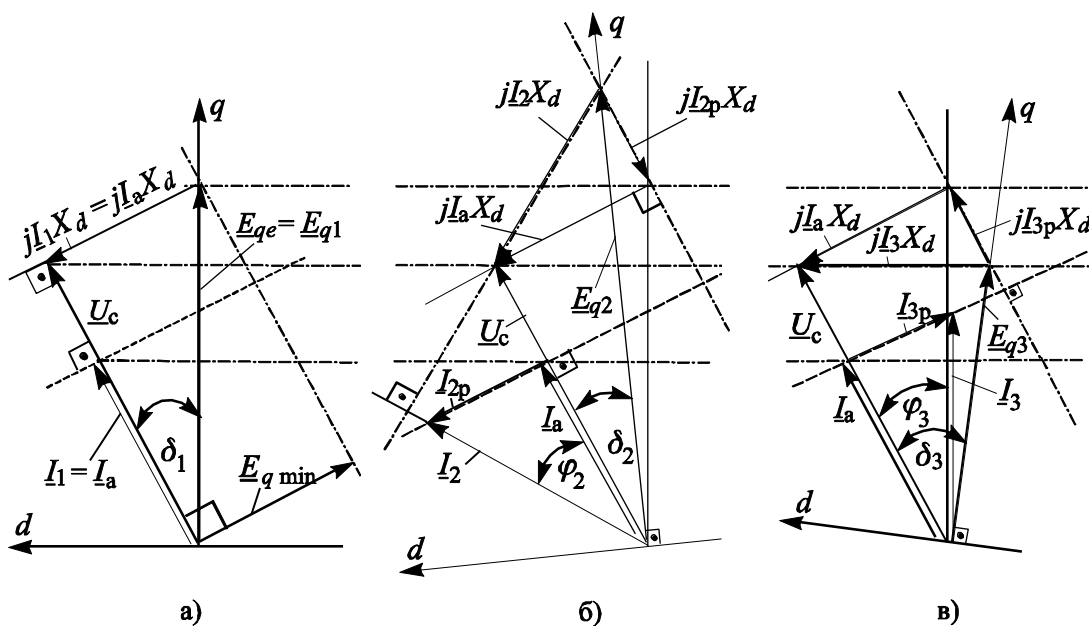


Рис. 53.6. Векторные диаграммы токов и напряжений синхронного двигателя при заданной нагрузке в трех режимах возбуждения: а – нормального; б – перевозбуждения; в – недовозбуждения

Предельная величина реактивной мощности, которую может генерировать СД, определяется допустимыми значениями температур отдельных частей статора и ротора. Эта мощность зависит от коэффициента загрузки двигателя по активной мощности $\beta = p / p_{\text{н.а.н.}}$ и от напряжения сети, к которой он присоединен. Снижение напряжения в небольших пределах при заданных значениях коэффициента загрузки β и тока возбуждения приводит к возрастанию отдаваемой в сеть реактивной мощности, а повышение напряжения – к ее уменьшению.

Для СД принято различать три характерных значения реактивной мощности: номинальную $Q_{\text{сд.ном}}$, оптимальную $Q_{\text{сд.опт}}$ и макси-

мальную (располагаемую) $Q_{\text{сд.м.}}$. Первая из них соответствует номинальным условиям эксплуатации, т.е. $\beta=1$, $U_c = U_{\text{н.д.}}$ и номинальному току возбуждения $I_f = I_{f.\text{ном.}}$. Численное значение этой мощности определяется по формуле

$$Q_{\text{н.д.}} = \frac{P_{\text{н.д.}}}{\eta_{\text{н.д.}}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{н.д.}},$$

где $\eta_{\text{н.д.}}$ и $\operatorname{tg} \varphi_{\text{н.д.}}$ – паспортные значения коэффициентов полезного действия и реактивной мощности.

Под оптимальной реактивной мощностью понимается мощность, соответствующая минимуму приведенных затрат на систему компенсации реактивной мощности в целом.

Максимальная (располагаемая) реактивная мощность – эта предельная величина реактивной мощности, которую СД может выдать в сеть при заданных значениях загрузки на валу и напряжения на зажимах двигателя. Ее значение может быть найдено по формуле

$$Q_{\text{н.д.}} = \xi_{\text{м}} S_{\text{н.д.}} = \xi_{\text{м}} \sqrt{P_{\text{н.д.}}^2 + Q_{\text{н.д.}}^2}, \quad (53.11)$$

где $\xi_{\text{м}}$ – наибольшая допустимая величина коэффициента загрузки по реактивной мощности, зависящая от номинального коэффициента мощности двигателя и коэффициента загрузки по активной мощности. Определяется по номограммам, представленным на рис. 53.7.

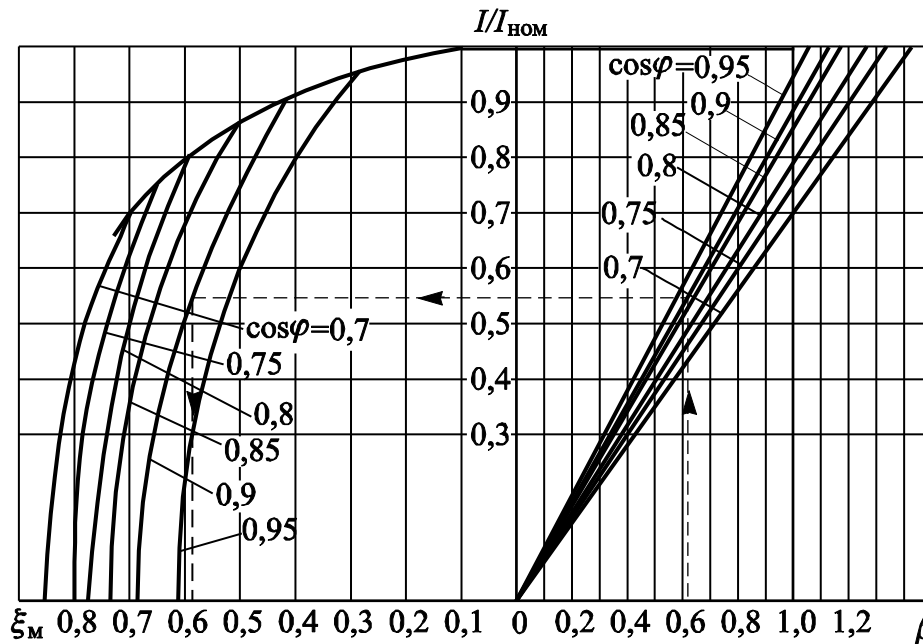


Рис. 53.7. Номограмма, используемая при определении располагаемой реактивной мощности синхронных двигателей при $U_{\text{ном}} = 1$ и номинальном токе возбуждения

В качестве примера на данном рисунке пунктирными линиями показан путь определения коэффициента ξ_m при $\beta = 0,62$ и $\cos \varphi_{\text{сд.ном}} = 0,9$. Направление движения при этом показано стрелками. Как видно из рисунка при указанных значениях β и $\cos \varphi$ коэффициент загрузки по реактивной мощности $\xi_m = 0,61$.

Реактивная мощность, вырабатываемая синхронными двигателями, является попутным продуктом. Поэтому они являются относительно дешевыми источниками реактивной мощности и энергии. При работе с опережающим $\cos \varphi$ полная мощность синхронного двигателя S , определяющая его стоимость, растет в гораздо меньшей степени, чем реактивная мощность Q , отдаваемая им в сеть. Так, при опережающем $\cos \varphi = 0,9$, реактивная мощность составляет 50 % от активной, а полная мощность возрастает всего на 12 %.

С учетом изложенного можно утверждать, что в тех случаях, когда в качестве приводного двигателя могут быть использованы как синхронный, так и асинхронные двигатели, предпочтение следует отдавать синхронным двигателям.

Величина дополнительных потерь активной мощности на генерацию синхронным двигателем реактивной определяется по формуле

$$\Delta P = D_1 k + D_2 k^2, \quad (53.12)$$

где $k = Q/Q_{\text{сд.ном}}$ – отношение генерируемой двигателем реактивной мощности Q к номинальной; D_1 и D_2 – параметры синхронного двигателя, кВт, величины которых зависят от типа двигателя, его мощности и частоты вращения.

Сумма коэффициентов D_1 и D_2 равняется потерям активной мощности от протекания реактивной мощности в номинальном режиме. Значения указанных коэффициентов приводятся в справочниках.

Косинусные конденсаторы являются наиболее распространенными источниками реактивной мощности из всех используемых в СЭС. Конденсаторы напряжением до 1050 В изготавливаются как однофазными, так и трехфазными, а напряжением выше 1050 В – только однофазными.

Конденсаторы единой серии напряжением до 1000 В включительно изготавливают со встроенными плавкими предохранителями, последовательно соединенными с каждой секцией. Конденсаторы более высокого напряжения не имеют встроенных плавких предохранителей и требуют отдельной их установки. Буквы и циф-

ры в обозначении типоразмеров конденсаторов в порядке их следования означают: К – косинусный; М – пропитка диэлектрика маслом; С – пропитка диэлектрика синтетической жидкостью; 2 – второй габарит корпуса. Далее указываются номинальные значения напряжения, кВ и номинальная мощность, квар.

Фазы трехфазной конденсаторной установки, как правило, соединяются в треугольник. В результате на фазу установки прикладывается линейное напряжение, на которое рассчитаны сами конденсаторы. Это позволяет получать с батареей конденсаторов наибольшую мощность, так как мощность, генерируемая конденсаторами, пропорциональна квадрату напряжения на их зажимах

$$Q_{\Delta\epsilon} = U^2 \omega C. \quad (53.13)$$

При соединении в звезду к одной фазе конденсаторной установки прикладывается только фазное напряжение. В результате мощность БК, соединенных в треугольник, будет в три раза больше по сравнению со схемой их соединения в звезду.

При отключении конденсаторы сохраняют остаточное напряжение, представляющее опасность для обслуживающего персонала. Поэтому с целью снятия остаточного напряжения после отключения конденсаторов параллельно конденсаторам подключаются высокоомные резисторы, величина которых выбирается из условия снижения напряжения с максимального рабочего до 50 В не более чем за 1 мин для конденсаторов напряжением 660 В и ниже и не более чем за 5 мин для конденсаторов напряжением выше 1000 В. С целью обеспечения надежного разряда конденсаторов резисторы подключаются к ним наглухо (рис. 53.8а, в).

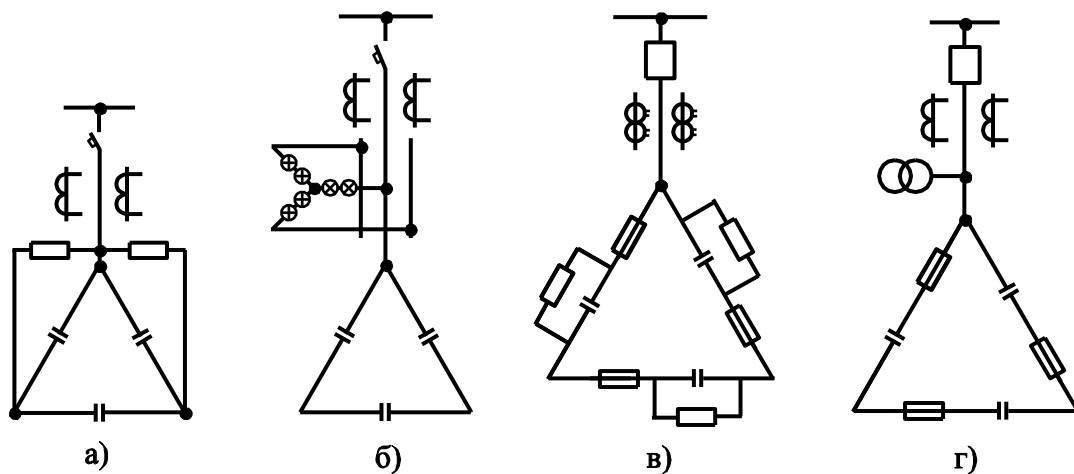


Рис. 53.8. Схемы силовой цепи конденсаторных установок напряжением:
а, б – до 1000 В; в, г – выше 1000 В

Следует отметить, что в СЭС промышленных предприятий в эксплуатации находится достаточно много конденсаторов, которые не имеют встроенных разрядных сопротивлений. В таких случаях в качестве разрядного сопротивления в сетях до 1000 В используют лампы накаливания (рис. 53.8б), а в сетях выше 1000 В – трансформаторы напряжения, первичные обмотки которых подключают параллельно конденсаторам (рис. 53.8г). С целью предотвращения быстрого перегорания ламп накаливания в каждую фазу последовательно включают по две и более ламп с номинальным напряжением 220 В.

Батареи конденсаторов по сравнению с другими источниками реактивной мощности имеют следующие преимущества:

1. Удельная величина потерь активной мощности на выработку единицы реактивной в конденсаторах в несколько раз ниже, чем в других ИРМ, и составляет 3,5...4,5 Вт/квар для БК напряжением до 1000 В и 2...2,5 Вт/квар для БК напряжением выше 1000 В.

2. Возможность установки их в любой точке сети и в любом количестве.

3. Более простая и дешевая эксплуатация.

4. Выход из строя одного из конденсаторов БК при надлежащей их защите не отражается на функционировании БК в целом.

5. Возможность постоянного увеличения их мощности путем присоединения новых секций по мере роста потребления реактивной мощности в сети.

Наряду с указанными достоинствами БК имеют и недостатки. Так, они плохо переносят перенапряжения, могут способствовать резонансу токов на одной из гармоник сети, что вызывает в ряде случаев повреждение БК вследствие перегрузки конденсаторов по току. Максимально допустимые напряжения на их зажимах составляет всего 110 % от номинального напряжения, а перегрузки по току – 130 % от номинального тока.

Реактивную мощность в сеть могут отдавать и **компенсированные преобразователи**. Это достигается путем принудительной коммутации вентиля очередной фазы раньше наступления момента его естественной коммутации. В результате преобразователь работает с опережающим током. Такой режим работы преобразователя обеспечивается за счет использования в них конденсаторов, которые могут быть включены как со стороны первичной, так и вторичной обмотки преобразовательного трансформатора, причем

конденсаторы, включенные в схему преобразователя, используются более эффективно, чем при параллельном включении их с преобразователем.

В настоящее время накоплен значительный опыт по эксплуатации компенсированных преобразователей на тяговых подстанциях электрифицированного транспорта и на технологических подстанциях промышленных предприятий. Информацию о современных энергосберегающих схемах компенсированных преобразователей, методах анализа их характеристик и проектирования читатель может получить в специальной литературе, например, в книге профессора Хохлова Ю.И. «Компенсированные выпрямители с фильтрацией в коммутирующие конденсаторы нечетнократных гармоник токов преобразовательных блоков. – Челябинск: ЧГТУ, 1995. – 336 с.».

Наконец следует отметить и то, что силовые резонансные фильтры и симметрирующие устройства, устанавливаемые в сетях с целью снижения соответственно несинусоидальности и несимметрии, также являются источниками реактивной мощности. Общая характеристика этим устройством дана в предыдущей главе.

53.4. Расчеты по компенсации реактивной мощности

53.4.1. Общие указания

С точки зрения расчетов по компенсации реактивной мощности все сети условно подразделяются на сети общего назначения и сети со специфическими (нелинейными, несимметричными и резкопеременными) нагрузками. На предприятиях со специфическими нагрузками средства компенсации реактивной мощности должны обеспечивать надлежащие показатели качества электрической энергии у электроприемников и на границе раздела балансовой принадлежности сетей предприятия и энергосистемы, если внешнее электроснабжение выполнено отпайкой от магистральной линии. Если же питание предприятия осуществляется по радиальной схеме, показатели качества электроэнергии должны быть обеспечены у электроприемников и на головном участке питающей линии, т.е. на сборных шинах подстанции энергосистемы.

В качестве средств компенсации реактивной мощности (КРМ) в сетях общего назначения применяют высоковольтные и низковольтные конденсаторные батареи, синхронные электродвигатели и компенсаторы, а так же энергосистему. В сетях со специфическими

нагрузками кроме указанных источников используются силовые резонансные фильтры (СРФ), статические компенсаторы прямого и косвенного действия, а также симметрирующие устройства.

53.4.2. Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения

Расчеты по компенсации реактивной мощности в сетях общего назначения сводятся к определению оптимального места расположения ИРМ и мощности, генерируемой каждым из них. Решение такой задачи осуществляется путем минимизации целевой функции ежегодных затрат на систему компенсации реактивной мощности объекта электроснабжения в целом

$$C_{\Sigma} = f(Q_1, Q_2, \dots, Q_n) \Rightarrow \min \quad (53.14)$$

при нижеследующих ограничениях:

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_{\text{н}}; \quad (53.15)$$

$$U_{\min} \leq U_j \leq U_{\max}; \quad (53.16)$$

$$I_i \leq I_{\text{доп.}i}; \quad (53.17)$$

$$Q_{\min i} \leq Q_i \leq Q_{\max i}, \quad (53.18)$$

где I_i , U_j , Q_i – фактические значения соответственно тока i -й ветви схемы, напряжения j -го узла сети и реактивной мощности, генерируемой i -м источником; U_{\max} и U_{\min} – максимально и минимально допустимые значения напряжения в узлах сети; $I_{\text{доп.}i}$ – допустимое значение тока i -й ветви; $Q_{\min i}$, $Q_{\max i}$ – нижняя и верхняя границы допустимых значений реактивной мощности, генерируемой i -м источником.

Затраты на компенсацию реактивной мощности состоят из затрат на генерацию реактивной мощности отдельными источниками и передачу их до потребителя. Поэтому рассмотрим сначала затраты на генерацию реактивной мощности отдельными видами ИРМ.

• Затраты на генерацию реактивной мощности

Зарядные мощности, генерируемые воздушными и кабельными линиями, являются попутным продуктом. Поэтому никаких затрат на это не требуется.

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями в общем виде можно представить в виде

$$Z_{\text{г.сд}} = E_{\text{н}\Sigma} K_{\text{рег}} + C_0 \Delta P_{\text{сд}}, \text{ руб./год}, \quad (53.19)$$

где $K_{\text{рег}}$ – капитальные вложения на автоматическую систему регулирования возбуждения, руб.; $E_{\text{н}\Sigma}$ – суммарный нормативный коэффициент отчислений от указанных капитальных затрат, 1/год; C_0 – стоимость потерь активной мощности, затраченной на выработку реактивной, руб./(кВт·год); $\Delta P_{\text{сд}}$ – потери активной мощности в двигателе, затрачиваемые на выработку реактивной мощности, кВт.

В общем случае синхронные двигатели могут генерировать реактивную мощность не только в рассматриваемый узел, но и в другие, мощность которых обозначим $Q_{\text{пр}}$. Тогда потери мощности в двигателях, обусловленные мощностью Q , которую мы хотим получить от них дополнительно, следует находить как разность потерь $\Delta P_{\text{сд}1}$ и $\Delta P_{\text{сд}2}$, обусловленных генерацией мощностей $Q + Q_{\text{пр}}$ и $Q_{\text{пр}}$ соответственно.

Пусть указанные мощности генерируются N одинаковыми по типу и мощности двигателями. Тогда с учетом сказанного и (53.12) имеем

$$\Delta P_{\text{н}\ddot{\alpha}} = \Delta P_{\text{н}\ddot{\alpha}1} - \Delta P_{\text{н}\ddot{\alpha}2} = \left[\frac{D_1}{Q_{\text{н}\ddot{\alpha}. \text{н}\ddot{\alpha} \text{н}}} + \frac{2D_2 Q_{\text{н}\ddot{\alpha}}}{NQ_{\text{н}\ddot{\alpha}. \text{н}\ddot{\alpha} \text{н}}^2} \right] Q + \frac{D_2}{NQ_{\text{н}\ddot{\alpha}. \text{н}\ddot{\alpha} \text{н}}^2} Q^2, \quad (53.20)$$

где $Q_{\text{сд.ном}}$ – номинальная мощность одного двигателя, Мвар.

Подставив (53.20) в (53.19) получим

$$\begin{aligned} C_{\text{н}\ddot{\alpha}. \text{н}\ddot{\alpha}} &= \dot{A}_{\text{н}\ddot{\alpha}} K_{\text{н}\ddot{\alpha}} + C_0 \left[\frac{D_1}{Q_{\text{н}\ddot{\alpha}. \text{н}\ddot{\alpha} \text{н}}} + \frac{2D_2 Q_{\text{н}\ddot{\alpha}}}{NQ_{\text{н}\ddot{\alpha}. \text{н}\ddot{\alpha} \text{н}}^2} \right] Q + C_0 \frac{D_2}{NQ_{\text{н}\ddot{\alpha}. \text{н}\ddot{\alpha} \text{н}}^2} Q^2 = \\ &= C_{\text{н}\ddot{\alpha}0} + C_{\text{н}\ddot{\alpha}1} Q + C_{\text{н}\ddot{\alpha}2} Q^2, \end{aligned} \quad (53.21)$$

где $3_{0\text{Г}}, 3_{1\text{Г}}, 3_{2\text{Г}}$ – удельные затраты на генерацию реактивной мощности соответственно не зависящие от генерируемой мощности, руб./год; пропорциональные мощности в первой степени, руб./(Мвар·год) и пропорциональные квадрату мощности, (руб./Мвар²·год).

Синхронные компенсаторы являются наиболее крупными источниками реактивной мощности, и служат только для выработки или потребления реактивной мощности. Они, как правило, работают на несколько потребителей. С учетом сказанного затраты на генерацию реактивной мощности синхронными компенсаторами, обусловленные мощностью Q , которую они генерируют в рассматриваемый узел можно представить в виде

$$3_{\text{Г.ск}} = E_{\text{н}\Sigma} \frac{K_{\text{ск}}}{Q_{\text{ном}}} Q + C_{0\text{х}} \frac{\Delta P_{\text{хх}}}{Q_{\text{ном}}} Q + C_0 \left[\left(\frac{Q + Q_{\text{пр}}}{Q_{\text{ном}}} \right)^2 - \left(\frac{Q_{\text{пр}}}{Q_{\text{ном}}} \right)^2 \right] \Delta P_{\text{м.ном}},$$

где $K_{\text{СК}}$ – капитальные вложения на покупку и установку синхронного компенсатора, руб.; $E_{\text{н}\Sigma}$ – суммарный нормативный коэффициент отчислений от капиталовложений, 1/год; $Q_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность компенсатора, Мвар; $C_{0\text{x}}$ – стоимость потерь холостого хода руб./(кВт·год); ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт; C_0 – стоимость нагрузочных потерь, руб./(кВт·год); $\Delta P_{\text{м.НОМ}}$ – потери активной мощности в меди при полной загрузке машины, кВт.

Раскрыв квадратные скобки в последнем выражении, и сгруппировав слагаемые, содержащие Q и Q^2 , получим

$$3_{\text{Г.СК}} = \left[E_{\text{н}\Sigma} \frac{K_{\text{СК}}}{Q_{\text{НОМ}}} + C_{0\text{x}} \frac{\Delta P_{\text{xx}}}{Q_{\text{НОМ}}} + 2C_0 \frac{\Delta P_{\text{м.НОМ}} Q_{\text{пр}}}{Q_{\text{НОМ}}^2} \right] Q + C_0 \frac{\Delta P_{\text{м.НОМ}}}{Q_{\text{НОМ}}^2} Q^2 = 3_{1\text{Г.СК}} Q + 3_{2\text{Г.СК}} Q^2, \quad (53.22)$$

где $3_{1\text{Г.СК}}$ и $3_{2\text{Г.СК}}$ – удельные затраты на генерацию реактивной мощности синхронными компенсаторами.

Затраты на генерацию реактивной мощности батареями конденсаторов

$$3_{\text{Г.БК}} = E_{\text{н}\Sigma 0} K_0 + E_{\text{н}\Sigma/\text{БК}} K_{\text{уд.БК}} Q_{\text{НОМ.БК}} + C_0 \Delta P_{\text{уд.БК}} Q_{\text{БК}}, \quad (53.23)$$

где K_0 – капитальные вложения на коммутационную аппаратуру, средства управления и измерения, руб.; $K_{\text{уд.БК}}$ – удельная стоимость конденсаторных батарей, руб./Мвар; $\Delta P_{\text{уд.БК}}$ – удельные потери активной мощности на выработку единицы реактивной, кВт/Мвар; $Q_{\text{БК}}$ – фактическая мощность, генерируемая БК, Мвар.

Мощность, генерируемая БК, существенно зависит от уровня напряжения

$$Q_{\text{БК}} = Q_{\text{НОМ.БК}} (U / U_{\text{НОМ.БК}})^2,$$

откуда

$$Q_{\text{НОМ.БК}} = Q_{\text{БК}} \left(\frac{U_{\text{НОМ.БК}}}{U} \right)^2 \frac{U_{\text{НОМ.с}}^2}{U_{\text{НОМ.с}}^2} = Q_{\text{БК}} \left[\frac{U_{\text{НОМ.БК}*}}{U_*} \right]^2, \quad (53.24)$$

где U – фактическое напряжение, приложенное к конденсаторам; $U_{\text{нн.с}}$ – номинальное напряжение сети; $U_{\text{нн.с}*} = U_{\text{нн.с}} / U_{\text{нн.с}}$; $U_* = U / U_{\text{нн.с}}$.

Подставив (53.24) в (53.23) получаем

$$\begin{aligned} C_{\text{а.с}} &= \dot{A}_{\Sigma 0} K_0 + \left[\dot{A}_{\text{с.с}} K_{\text{а.с}} \left(\frac{U_{\text{нн.с}*}}{U_*} \right)^2 + C_0 \Delta P_{\text{а.с}} \right] Q_{\text{с}} = \\ &= C_{0\text{а}} + C_{1\text{а.с}} Q_{\text{с}}. \end{aligned} \quad (53.25)$$

В приведенных выше соотношениях

$$C_0 = \delta(\alpha K_M + \beta \tau), \text{ руб./кВт};$$

$$C_{0x} = \delta(\alpha K_M + \beta T_{\text{вкл}}), \text{ руб./кВт},$$

где δ – коэффициент, учитывающий затраты на увеличение мощности источников и расширение электрических сетей, необходимых для покрытия потерь активной мощности в элементах сетей, обусловленных передачей по ним реактивной мощности; α – основная ставка двухставочного тарифа, руб./кВт·год – разовая плата за год за участие в максимуме нагрузки в 1 кВт; β – дополнительная ставка двухставочного тарифа – плата за каждый кВт·ч потребленной энергии, руб./кВт·ч; τ – число часов максимальных потерь; $T_{\text{вкл}}$ – число часов работы в году; $K_M = (Q_{\text{лм}}/Q_p)^2$, где Q_p и $Q_{\text{лм}}$ – получасовой максимум реактивной нагрузки предприятия и его же значение за период прохождения максимума активной нагрузки энергосистемы.

По данным института «Энергосетьпроект» величина коэффициента δ – может быть найдена по формуле

$$\delta = 1 + 0,02\Delta W_{\Sigma},$$

где ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в сетях в % от передаваемой, средние значения которых для различных сетей приведено в табл. 53.2.

Таблица 53.2

Потери электроэнергии в электрических сетях в % от передаваемой

Назначение сетей	Уровни напряжений, кВ			
	220, 330	110, 150	35	6, 10
1. Сети общего назначения	2,5	1,5	1,0	
2. Сельские сети			4,0	5,7
3. Городские сети				3,5

Как видно из выражений (53.21), (53.22) и (53.25) затраты на генерацию реактивной мощности всеми источниками могут быть представлены в виде многочленов второго порядка.

• Затраты на передачу реактивной мощности

Рассмотрим затраты на передачу реактивной мощности Q , присоединенной к узлу А сети при условии, что по ней передаются реактивные мощности $Q_{\text{при}}$ для других потребителей (рис. 53.9).

В общем случае затраты на передачу реактивной мощности Q можно определить по выражению

$$Z_{\text{п}} = Z_{0\text{п}} + C_0 \Delta P_{\text{п}}, \quad (53.26)$$

где $Z_{0\text{п}}$ – затраты, связанные с увеличением пропускной способности сетей; $\Delta P_{\text{п}}$ – дополнительные потери активной мощности, воз-

никающие в сетях при передаче реактивной мощности Q от источника в узел А.

С целью упрощения записи расчетных выражений примем, что напряжение во

всех узлах сети одинаково и равно U . Тогда дополнительные потери активной мощности ΔP_{π} можно определить по выражению

$$\Delta P_{\pi} = \frac{1}{U^2} \sum_{i=1}^n R_i \left[\left(Q + \sum_{j=i}^n Q_{\pi j} \right)^2 - \left(\sum_{j=i}^n Q_{\pi j} \right)^2 \right].$$

При подстановке в это выражение напряжения в киловольтах, мощности в мегаварах и сопротивления в омах потери получаются в мегаваттах. После раскрытия скобок и некоторых преобразований получаем

$$\Delta P_{\pi} = \frac{1000}{U^2} \left[2Q \sum_{i=1}^n R_i \sum_{j=i}^n Q_{\pi j} + Q^2 \sum_{i=1}^n R_i \right] = 2aMQ + aRQ^2, \text{ кВт}, \quad (53.27)$$

$$\text{где } a = 1000/U^2, \quad M = \sum_{i=1}^n R_i \sum_{j=i}^n Q_{\pi j} \quad \text{и} \quad R = \sum_{i=1}^n R_i. \quad (53.28)$$

Подставив (53.27) в (53.26), получаем

$$Z_{\pi} = Z_{0\pi} + 2aC_0MQ + aC_0RQ^2 = Z_{0\pi} + Z_{1\pi}Q + Z_{2\pi}Q^2 \quad (53.29)$$

откуда видно, что затраты на передачу реактивной мощности, так же как и на генерацию, представляется в виде полинома второго порядка.

В последнем выражении $Z_{0\pi}$, $Z_{1\pi} = 2aC_0M$ и $Z_{2\pi} = aC_0R$ — удельные затраты на передачу реактивной мощности соответственно не зависящие от величины передаваемой реактивной мощности Q , пропорциональные ей и квадрату ее значения.

Следует отметить, что при передаче реактивной мощности от источника в рассматриваемый узел часть ее теряется в элементах сети. Поэтому источник должен вырабатывать большую мощность, т.е. $Q_{\text{в}} = \mu_i Q_i$, где $\mu_i = 1 + \Delta Q_i / Q_i$.

Учитывая то, что в распределительных сетях потери мощности $\Delta Q_i \ll Q_i$, коэффициент μ_i принимают равным единице.

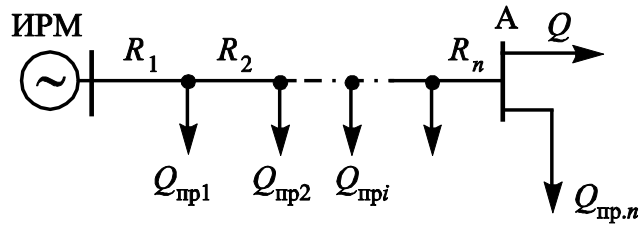


Рис. 53.9. Схема передачи реактивной мощности Q по магистральной сети

С учетом вышеизложенного целевую функцию приведенных затрат на систему компенсации реактивной мощности можно записать в виде

$$C_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n (C_{0i} + C_{1i}Q_i + C_{2i}Q_i^2), \quad (53.30)$$

где $C_{0i} = C_{0\Gamma i} + C_{0\text{п}i}$; $C_{1i} = C_{1\Gamma i} + C_{1\text{п}i}$; $C_{2i} = C_{2\Gamma i} + C_{2\text{п}i}$.

Как видно из (53.30) целевая функция затрат на компенсацию реактивной мощности является нелинейной функцией n независимых действительных переменных. Поэтому в общем случае ее гло-

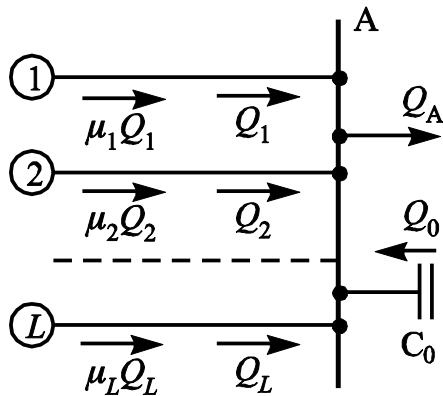


Рис. 53.10. Схема передачи реактивной мощности от нескольких источников в один узел сети

бальный минимум, а следовательно, и оптимальные значения переменных Q_i при заданных ограничениях могут быть найдены с использованием динамического программирования. Однако в простейших случаях, когда источники к рассматриваемому узлу подключены радиально (рис. 53.10), задача может быть решена и аналитически с использованием метода множителей Лагранжа.

• Определение оптимальных мощностей ИРМ с использованием метода множителей Лагранжа

Рассмотрим сначала формальную сторону метода множителей Лагранжа, согласно которому экстремум (минимум) функции $f(X_1, X_2, \dots, X_n)$ X_1, X_2, \dots, X_n действительных переменных, подчиненных достаточно гладким дополнительным условиям в виде $m < n$ уравнений связи $\varphi_i(X_1, X_2, \dots, X_n) = 0$, может быть найден путем решения системы уравнений вида

$$\frac{\partial \Phi(X_1, X_2, \dots, X_n)}{\partial X_i} = 0, \quad i = \overline{1, m}.$$

Функция $\Phi(X_1, X_2, \dots, X_n)$, входящая в эту систему

$$\Phi(X_1, X_2, \dots, X_n) = f(X_1, X_2, \dots, X_n) + \sum_{i=1}^m \lambda_i \varphi_i(X_1, X_2, \dots, X_n), \quad (53.31)$$

где λ_i – i -й коэффициент Лагранжа.

Анализ уравнения (53.30) и граничного условия (53.15) пока-

зывает, что требования данного метода полностью удовлетворяются условиями нашей задачи.

Для того, чтобы применить описанный выше метод к решению нашей задачи достаточно в указанных функциях произвести замену независимой переменной $X_i = Q_{i-1}$, и принять $n = L + 1$ с учетом чего

$$\hat{O}(Q_0, Q_1, \dots, Q_L) = \sum_{i=0}^L [C_{0i} + C_{1i}Q_i + C_{2i}Q_i^2] + \lambda \left[Q_A - \sum_{i=0}^L Q_i \right]. \quad (53.32)$$

Взяв частные производные от этой функции по всем $(L+1)$ переменным получаем систему уравнений вида

$$\frac{\partial \Phi(Q_0, Q_1, \dots, Q_L)}{\partial Q_i} = 3_{1i} + 23_{2i}Q_i - \lambda = 0, \quad i = \overline{0, L}, \quad (53.33)$$

решение которой в нашем случае получается чрезвычайно простым

$$Q_i = \frac{\lambda - 3_{1i}}{23_{2i}}. \quad (53.34)$$

Для нахождения коэффициента Лагранжа подставим (53.34) в (53.15) имея в виду, что в нашем случае $Q_{\text{потр}} = Q_A$

$$\sum_{i=0}^L \frac{\lambda - 3_{1i}}{23_{2i}} = Q_A.$$

Решив это уравнение относительно λ , получаем

$$\lambda = \frac{2Q_A + \sum_{i=0}^L \frac{C_{1i}}{C_{2i}}}{\sum_{i=0}^L \frac{1}{C_{2i}}}. \quad (53.35)$$

Анализ структуры этого выражения показывает, что при равенстве нулю 3_2 для какого либо источника это равенство обращается в неопределенность вида $\frac{\infty}{\infty}$. В нашем случае таким источником является батарея конденсаторов C_0 , подключенная к непосредственно к узлу А, так как в этом случае затраты на передачу РМ отсутствуют, а удельные затраты $3_{2г}$ для БК равны нулю.

Значение коэффициента Лагранжа в этом случае относительно просто может быть получено из выражения (53.33), где достаточно принять $i = 0$ и учесть, что $3_{20} = 0$. При этом будем иметь

$$3_{10} - \lambda = 0.$$

Откуда

$$\lambda = 3_{10},$$

а оптимальные мощности, передаваемые от источников к узлу А,

$$Q_i^{\text{опт}} = \frac{3_{10} - 3_{1i}}{23_{2i}}. \quad (53.36)$$

Здесь следует отметить, что если узел А является высоковольтным, а в качестве ИРМ приняты низковольтные БК мощность Q_i будет отрицательной. Это указывает на то, что мощность Q_i целесообразно передавать от узла А к пункту подключения НБК. Мощность же самих НБК определяется из условия баланса реактивной мощности в узле подключения НБК. Мощность высоковольтных БК, подключенных к узлу А, определяется из условия баланса реактивной мощности в этом узле.

Система значений реактивных мощностей, рассчитанных по формулам (53.34) и (53.36) соответствует математическому минимуму функции ежегодных затрат на систему компенсации реактивной мощности (53.30). Однако поставленная задача является технической, что усложняет ее решение, т.к. оно должно удовлетворяться всем граничным условиям (53.15)–(53.18). Если хотя бы одно из них будет нарушено, то решение не может быть реализовано.

При проверке выполнения указанных граничных условий в первую очередь следует проверить, соответствуют ли полученные по условию экономичности значения генерируемых источниками реактивных мощностей техническим возможностям этих источников, т.е. проверить выполнение технического ограничения (53.18).

Для тех источников, для которых условие (53.18) нарушается, расчетные величины генерируемых ими мощностей должны быть увеличены или уменьшены в соответствии с предельными техническими возможностями этих источников. Например, если расчетная величина мощности БК получилась отрицательной, то она не должна устанавливаться, так как мощность БК может быть только положительной.

Необходимо также отметить, что комплектные конденсаторные установки имеют определенную шкалу мощностей, и при окончательном выборе БК расчетную величину мощности следует округлять до ближайшего значения мощности серийно выпускаемых комплектных установок.

Проверка выполнения технических ограничений (53.16) и (53.17) по величинам напряжений в узлах сети и токов в ее элементах должна производиться после выбора допустимых значений генерируемых источниками мощностей. Чтоб обнаружить нарушение

указанных условий, должен быть выполнен электрический расчет сети для всех характерных режимов ее работы. Если будет нарушено условие (53.17), следует или повысить пропускаемую способность соответствующего элемента сети посредством увеличения сечений проводов, числа линий, мощности или числа трансформаторов и т.п., или же уменьшить реактивную мощность, передаваемую по этому элементу сети.

Если будет обнаружено, что величина отклонений напряжения в одном или нескольких узлах сети выходят за допустимые пределы, то необходимо принять меры к исправлению нарушения технического условия (53.16). Эти меры могут быть различными.

В некоторых случаях бывает достаточно изменить режим регулирования напряжения в центре питания распределительной сети или выбрать другие ответвления обмоток понизительных трансформаторов. В других случаях необходимо использовать некоторые ИРМ для местного регулирования напряжений. Наконец, здесь также может возникнуть необходимость в повышении пропускной способности сети с целью снижения величины потери напряжения.

Таким образом, выбор средств компенсации должен производиться при проектировании сети и выборе электрооборудования промышленного предприятия и не может решаться изолированно вне связи с выбором средств регулирования напряжения, определением сечений проводов и кабелей, числа прокладываемых линий сети, мощности и числа трансформаторных подстанций и т.д.

Если при выборе средств компенсации для схем, представленной на рис. 53.10, предполагается установка БК, присоединяемых непосредственно к узлу А сети, то порядок расчета должен быть следующий.

По формуле (53.36) определяются мощности всех ИРМ, за исключением мощности БК, присоединяемой к пункту А. Проверяется выполнение условия (53.18). Если расчетное значение мощности источника выходит за допустимые пределы, то его мощность приравнивается соответствующему верхнему или нижнему пределу допустимых величин. Если, например, генерируемая мощность для СД или БК получается отрицательной, то это значит, что использование этих источников для передачи реактивной мощности в пункт А оказывается неэкономичным и генерируемые ими мощности следует принять равными нулю.

Из условия баланса реактивной мощности в узле А определяет-

ся мощность БК Q_0 , и если она оказывается положительной, то для данного варианта размещения ИРМ решение, полученное при условии, что удовлетворяются технические требования (53.16) и (53.17) по отношению к величинам напряжений и токов, можно считать удовлетворительным. Если мощность Q_0 окажется отрицательной, то весь расчет следует забраковать, и выполнить новый, определяя генерируемые источниками мощности по (53.34) и (53.35).

Для данного варианта размещения ИРМ решение также должно быть получено при условии, что ни одно техническое требование не нарушается. Если же для одного или нескольких ИРМ условие (53.18) не удовлетворяется, то задача значительно усложняется.

Расчет выполняется в следующем порядке. Для всех ИРМ, для которых полученная расчетным путем оптимальная мощность превышает располагаемую, определяется отношение

$$\Delta Q_{*i} = (\mu_i Q_i - Q_{i.i}) / Q_{i.i}.$$

Выбирается ИРМ, для которого отношение ΔQ_* наибольшее. Этот источник будет, очевидно, наиболее экономичным, и его располагаемая мощность должна быть использована полностью. Если номер этого источника k , то от него в пункт А сети будет передаваться мощность.

$$Q'_k = Q_{k1} / \mu_k.$$

Так как эта мощность по техническому условию принята ниже расчетной, то для оставшихся ИРМ условие оптимальности нарушается. Поэтому дальше требуется выполнить новый вариант расчета, в котором источник с номером k не участвует, а реактивная мощность Q_A получает новое значение

$$Q'_A = Q_A - Q'_k.$$

Далее расчет повторяется в той же последовательности до тех пор, пока не останется источника, для которого расчетная мощность превышала бы располагаемую. После этого для всех ИРМ, для которых расчетная мощность меньше допустимой минимальной величины $\mu_j Q_j < Q_{j\min}$, расчетная мощность Q'_j принимается равной нулю. Все эти источники исключаются из участия в передаче мощности в пункт А сети как неэкономичные.

Расчет для оставшихся ИРМ должен быть повторен до тех пор, пока условие (53.18) не будет выполнено для всех источников.

Приведенная выше методика определения оптимальных значений мощностей, генерируемых отдельными источниками, отно-

сительно просто реализуется лишь для радиальных схем включения их к рассматриваемому узлу СЭС. В случае более сложных схем решение может быть получено путем использования динамического (нелинейного) программирования или преобразования реальных схем в условно-радиальные, с последующим использованием описанной выше методики. Метод решения поставленной задачи с помощью динамического программирования рассмотрен, например, в учебнике Федорова А.А. и Каменевой В.В. «Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с.» В данной работе мы рассмотрим второй из указанных методов решения поставленной задачи.

- **Преобразование реальных схем СЭС в условно-радиальные**

В качестве основного критерия при преобразовании схем принимается оптимальность распределения потоков реактивной мощности в исходной и преобразованных схемах, при соблюдении баланса реактивной мощности в рассматриваемом узле. Кроме того, для соблюдения эквивалентности преобразований необходимо принять условие равенства реактивных мощностей в ветвях с соответствующими источниками исходной и преобразованной схем.

Рассмотрим преобразование в условно-радиальные наиболее часто принимаемых в СЭС типовых схем, к которым можно свести практически все используемые в практике проектирования схемы.

- **Преобразование магистральных схем с двумя ответвлениями**

На рис. 53.11а приведена магистральная схема с двумя ответвлениями, ее схема замещения (рис. 53.11б) и преобразованная условно-радиальная схема (рис. 53.11в).

Так как удельные затраты на генерацию реактивной мощности не зависят от схемы их подключения к рассматриваемому узлу, будем считать их известными. Поэтому ниже запишем удельные затраты на передачу реактивной мощности, от источников до узла А, для чего используем выражения (53.28) и (53.29).

Для исходной схемы (рис. 53.11б) удельные затраты на передачу реактивной мощности Q_1 запишутся в виде

$$Z_{1\text{пл}} = 2aC_0M = 2aC_0 \sum_{i=1}^n R_i \sum_{j=i}^n Q_{\text{пр.}j}; \quad (53.37)$$

$$C_{2i-1} = a\tilde{N}_0(R_{a1} + R_{01}) = a\tilde{N}_0R_1. \quad (53.38)$$

Здесь $R_{в1} = R_{отв1} + R_{т1}$, где $R_{отв1}$ – сопротивление участка линии от магистрали до трансформатора Т1; $R_{т1}$ – сопротивление трансформатора Т1, приведенное к уровню напряжения его первичной обмотки.

В нашем случае по линии Л1 с сопротивлением R_{01} кроме мощности Q_1 , генерируемой источником И1, проходит и реактивная мощность Q_2 , генерируемая источником И2. Поэтому при записи удельных затрат на передачу реактивной мощности Q_1 принимается $Q_2 = Q_{пр}$. Тогда выражение (53.37) запишется в виде

$$C_{\text{л}1} = 2\lambda \tilde{N}_0 R_{01} Q_2. \quad (53.39)$$

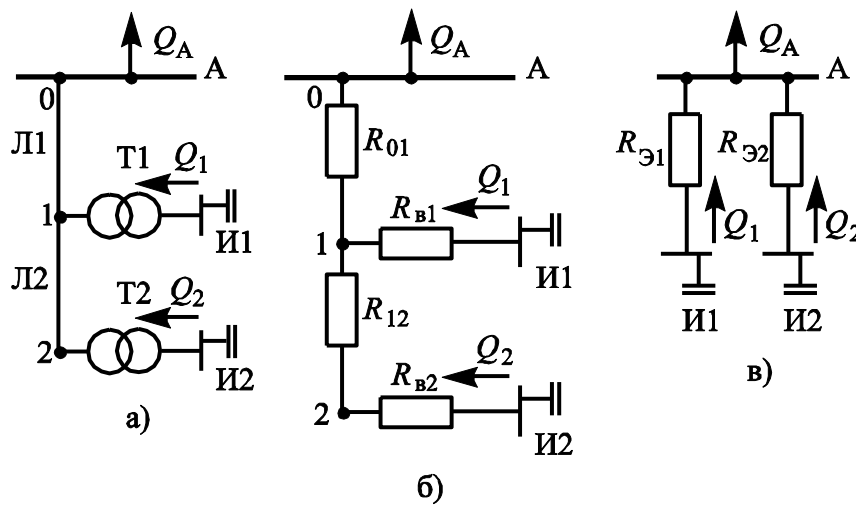


Рис. 53.11. Магистральная схема с двумя ответвлениями (а), ее схема замещения (б) и эквивалентная исходной условно-радиальная схема (в)

Аналогично запишем удельные затраты на передачу реактивной мощности Q_2 имея в виду, что в данном случае $Q_{пр} = Q_1$

$$\left. \begin{aligned} 3_{л2} &= 2aC_0 R_{01} Q_1; \\ 3_{п2} &= aC_0 (R_{в2} + R_{12} + R_{01}) = aC_0 R_2. \end{aligned} \right\} \quad (53.40)$$

Здесь $R_{в2} = R_{отв2} + R_{т2}$, где $R_{отв2}$ – сопротивление участка линии от магистрали до трансформатора Т2; $R_{т2}$ – сопротивление трансформатора Т2, приведенное к уровню напряжения его первичной обмотки.

В дальнейшем для сокращения записей примем $R_{в2} + R_{12} = R_{в2\Sigma}$ и, используя формулы (53.34) и (53.38–53.40), найдем расчетные выражения для определения оптимальных значений мощностей Q_1 и Q_2

$$Q_1 = \frac{\lambda - 3_{л1}}{23_{21}} = \frac{\lambda - (3_{л1} + 3_{лп1})}{2(3_{2г1} + 3_{2п1})}, \quad (53.41)$$

$$Q_2 = \frac{\lambda - 3_{12}}{23_{22}} = \frac{\lambda - (3_{1r1} + 3_{1п2})}{2(3_{2r2} + 3_{2п2})}. \quad (53.42)$$

Так как источниками реактивной мощности являются низко-вольтовые батареи конденсаторов (НБК), то $3_{1r1} = 3_{1r2}$, $3_{2r1} = 3_{2r2} = 0$.

Учитывая это после подстановки в (53.41) и (53.42) удельных затрат на генерацию и передачу реактивной мощности получим

$$Q_1 = \frac{\lambda - 3_{1r1}}{23_{2п1}} - \frac{3_{1п1}}{23_{2п1}} = \frac{\lambda - 3_{1r1}}{2aC_0R_1} - \frac{2aC_0R_{01}}{2aC_0R_1} Q_2;$$

$$Q_2 = \frac{\lambda - 3_{1r1}}{23_{2п2}} - \frac{3_{1п2}}{23_{2п2}} = \frac{\lambda - 3_{1r1}}{2aC_0R_2} - \frac{2aC_0R_{01}}{2aC_0R_2} Q_1.$$

Приняв $(\lambda - 3_{1r1})/2aC_0 = Z$ получим систему уравнений

$$Q_1 = \frac{Z}{R_1} - \frac{R_{01}}{R_1} Q_2; \quad Q_2 = \frac{Z}{R_2} - \frac{R_{01}}{R_2} Q_1.$$

Для удобства решения представим эту систему в виде

$$R_1Q_1 + R_{01}Q_2 = Z;$$

$$R_{01}Q_1 + R_2Q_2 = Z.$$

Решив эту систему относительно искоемых переменных Q_1 и Q_2 , получим

$$Q_1 = \frac{Z(R_2 - R_{01})}{R_1R_2 - R_{01}^2}; \quad (53.43)$$

$$Q_2 = \frac{Z(R_1 - R_{01})}{R_1R_2 - R_{01}^2}. \quad (53.44)$$

Оптимальные значения мощностей Q_1 и Q_2 в преобразованной схеме (рис. 53.11в) находятся по формулам, которые записаны с учетом того, что в ветвях с сопротивлениями $R_{\Sigma 1}$ и $R_{\Sigma 2}$ $Q_{пр} = 0$, а следовательно, равняются нулю $3_{1п1}$ и $3_{1п2}$

$$Q_1 = \frac{\lambda - G_{1\tilde{a}1}}{2\tilde{a}\tilde{N}_0R_{\tilde{Y}1}} = \frac{Z}{R_{\tilde{Y}1}}; \quad (53.45)$$

$$Q_2 = \frac{\lambda - G_{1\tilde{a}2}}{2\tilde{a}\tilde{N}_0R_{\tilde{Y}2}} = \frac{Z}{R_{\tilde{Y}2}}. \quad (53.46)$$

Приравняв правые части выражений (53.43) и (53.45) найдем

$$R_{\tilde{Y}1} = \frac{R_1R_2 - R_{01}^2}{R_2 - R_{01}}.$$

Учитывая то, что $R_1 = R_{в1} + R_{01}$ и $R_2 = R_{â2\Sigma} + R_{01}$ и проведя несложные преобразования, получаем

$$\begin{aligned} R_{\dot{Y}1} &= \frac{(R_{â1} + R_{01})(R_{â2\Sigma} + R_{01}) - R_{01}^2}{R_{â2\Sigma} + R_{01} - R_{01}} = \\ &= R_{â1} \left[1 + \frac{R_{01}(R_{â1} + R_{â2\Sigma})}{R_{â1}R_{â2\Sigma}} \right] = R_{â1} \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{ôç.1}} \right). \end{aligned} \quad (53.47)$$

Приравняв правые части (53.44) и (53.46) и проделав аналогичные преобразования, получаем

$$R_{\dot{Y}2} = R_{â2\Sigma} \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{ôç.1}} \right). \quad (53.48)$$

В полученных выражениях $R_{уз.1}$ – эквивалентное сопротивление части схемы, расположенной за узлом 1.

Иногда в проектных решениях встречаются схемы рассматриваемого вида с большим числом ответвлений от узла 1 (рис. 53.11), например, с числом n . Такие схемы, как известно, принято называть радиально-ступенчатыми. Анализ структур полученных формул (53.47) и (53.48) позволяет записать выражение для определения эквивалентного сопротивления произвольной ветви условно-радиальной схемы, полученной в результате преобразования радиально-ступенчатой

$$R_{\dot{Y}i} = R_{âi} \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{ôç.1}} \right), \quad (53.49)$$

где $R_{уз.1} = 1 / \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_{ви}}$.

Аналогичным образом получают расчетные выражения для определения сопротивлений ветвей условно-радиальной схемы (рис. 53.12в), полученной в результате преобразования магистральной схемы с тремя ответвлениями (рис. 53.12а).

Указанные выражения имеют вид:

$$R_{\dot{Y}1} = R_{â1} \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{ôç.1}} \right); \quad (53.50)$$

$$R_{\dot{Y}2} = R_{â2} \left(1 + \frac{R_{01}}{R_{ôç.1}} \right) \left(1 + \frac{R_{12}}{R_{ôç.2}} \right); \quad (53.51)$$



Рис. 53.13. Магистральная схема с тремя ответвлениями - (а), её схема замещения (б) и эквивалентная исходной условно-радиальная схема (в). Анализ структуры полученных выражений (53.50)–(53.52) позволяет записать общее выражение для определения сопротивления любой ветви условно-радиальной схемы, полученной в результате преобразования магистральной схемы с « n » ответвлениями

$$R_{\text{Э}i} = R_{\text{в}i} \prod_{j=1}^i \left[1 + \frac{R_{(j-1)j}}{R_{\text{у}3.i}} \right] \text{ при } i \leq n-1;$$

$$R_{\text{Э}n} = (R_{\text{в}n} + R_{n-1,n}) \prod_{j=1}^{n-1} \left[1 + \frac{R_{(j-1)j}}{R_{\text{у}3.j}} \right] \text{ при } i = n,$$

где $R_{n-1,n}$ – сопротивление последнего участка магистральной линии.

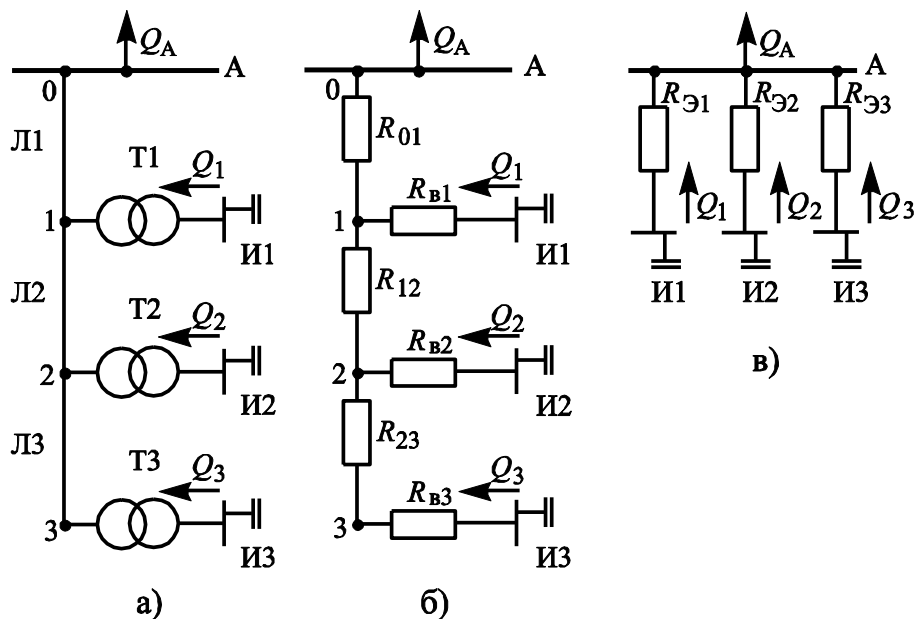


Рис. 53.12. Магистральная схема с тремя ответвлениями (а), её схема замещения (б) и эквивалентная исходной условно-радиальная схема (в)

Наконец следует отметить, что рассмотренная выше методика преобразований реальных схем электроснабжения в условно-радиальные впервые была предложена профессором кафедры систем электроснабжения ЮУрГУ Петровым О.А.

• Общий алгоритм расчетов по компенсации реактивной мощности в сетях предприятий

Приведем общий алгоритм расчетов по компенсации реактивной мощности, основанный на применении метода множителей Лагранжа с предварительным преобразованием магистральных участков сетей в условно-радиальные. Справедливости ради следует отметить, что существуют и другие методы решения данного вопроса. Приводимая ниже методика привлекательна тем, что она относительно проста, и не требует сложных вычислительных процедур.

Расчеты по предлагаемой методике проводятся в следующей последовательности:

1. В рассматриваемой сети намечаются места установки дополнительных источников реактивной мощности. Это, как правило, низковольтные и высоковольтные батареи конденсаторов (НБК) и (ВБК). Если выбранные цеховые трансформаторы не пропускают реактивную мощность, то за ними дополнительные НБК не устанавливаются, так как в таких случаях уже на стадии выбора трансформаторов предусматривается полная компенсация реактивной мощности на стороне до 1000 В.

2. С целью упрощения расчетов принимают допущение о равенстве нулю сопротивлений участков линий между сборными шинами 6,10 кВ ГПП и РП, т.е. схема приводится к виду, показанному на рис. 53.13. Разумеется, такое допущение вносит определенную погрешность в расчеты. Однако если учесть то, что протяженность этих участков в большинстве случаев невелика, а целевая функция затрат (53.30) в окрестности минимума имеет, как правило, пологий характер, можно предположить, что вносимая погрешность будет несущественной и не окажет заметного влияния на принятие решений.

3. Составляется схема замещения сети, на которой указываются активные сопротивления всех внесенных в нее элементов, за исключением ИРМ, сопротивления которых учитываются при определении удельных затрат на генерацию.

4. Магистральные участки сети заменяются условно-радиальными, ветви которых подключаются к тем же узлам, что и сами магистральные линии (при принятом допущении по п. 2 – к сборным шинам 6, 10 кВ ГПП). Далее по полученным выше выражениям определяются эквивалентные сопротивления указанных ветвей.

5. Определяются расчетные значения мощностей НБК за каждым трансформатором по формуле

$$Q_{\text{НБК } i} = Q_{\text{НБК осн. } i} + \Delta Q_{\text{НБК } i},$$

где $Q_{\text{НБК осн. } i}$ – часть мощности НБК, найденная при выборе оптимального числа цеховых трансформаторов (см. параграф 51.5.2).

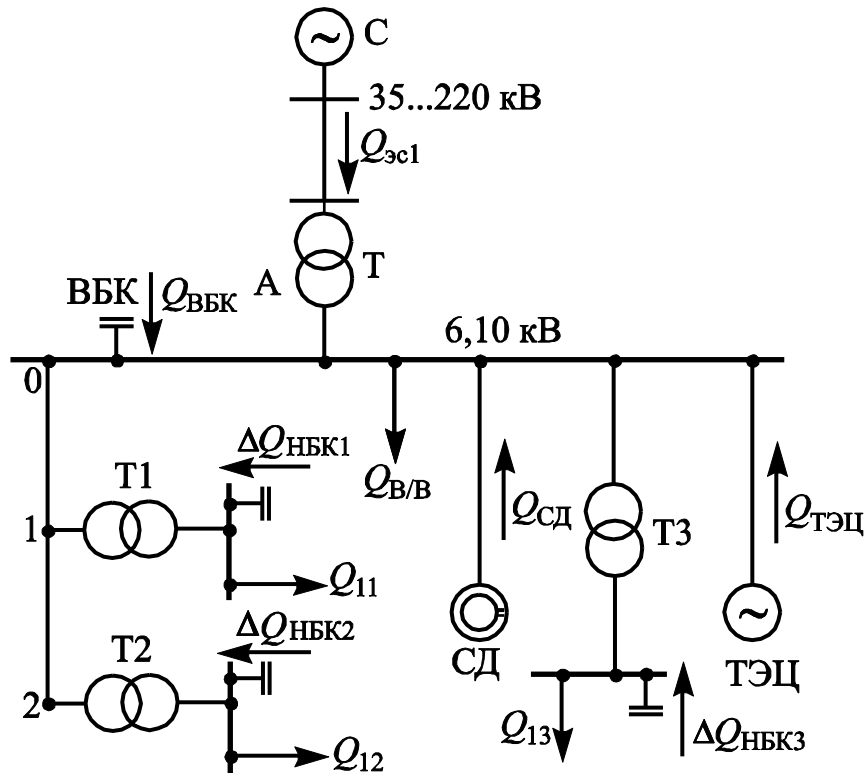


Рис. 53.13. Упрощенная схема СЭС для расчета компенсации реактивной мощности

Дополнительная мощность НБК $\Delta Q_{i \text{ АЭ } i}$ определяется из условия баланса реактивной мощности на шинах низшего напряжения i -й ТП

$$\Delta Q_{i \text{ АЭ } i} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{\lambda - C_{1i \text{ АЭ } i}}{2C_{2i}},$$

где Q_{li} – реактивная мощность, оставшаяся некомпенсированной на стадии выбора цеховых трансформаторов.

Если мощность, определяемая по этой формуле, будет меньше нуля, то значение $\Delta Q_{\text{НБК}}$ принимается равным нулю.

6. Определяются мощности всех остальных источников по вышеописанному методу множителей Лагранжа.

• **Распределение мощности компенсирующих устройств в сетях напряжением до 1 кВ**

К сетям напряжения до 1 кВ промышленных предприятий подключают большую часть электроприемников, потребляющих реактивную мощность. Коэффициент мощности нагрузки обычно составляет 0,7–0,8, при этом сети напряжением до 1 кВ являются наиболее удаленными от источников питания – энергосистем и местных ТЭЦ. Поэтому передача реактивной мощности в эти сети требует больших затрат, чем передача реактивной мощности, например, в сети напряжением выше 1000 В. В связи со сказанным компенсации реактивной мощности в сетях до 1 кВ следует уделять повышенное внимание.

Если распределительная сеть выполнена только кабельными линиями, комплектные конденсаторные установки (ККУ) любой мощности рекомендуется присоединять непосредственно к шинам цеховой подстанций. При питании от одного трансформатора двух и более магистральных шинопроводов к каждому из них присоединяется только по одной НБК. Общая расчетная мощность батарей $Q_{\text{НБК}}$ распределяется между шинопроводами пропорционально их суммарной реактивной нагрузке.

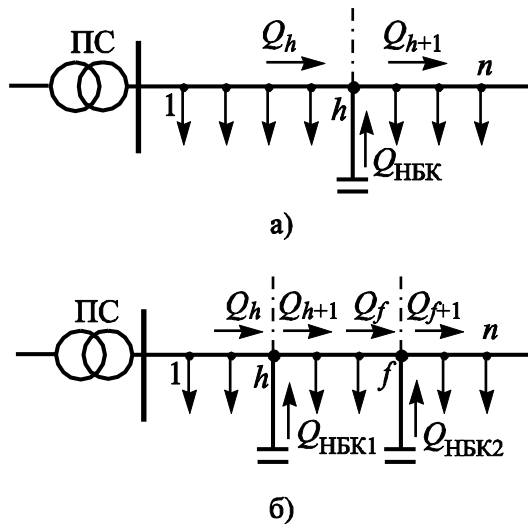


Рис. 53.14. Схемы подключения низковольтных батарей конденсаторов к шинопроводам

На одиночном магистральном шинопроводе следует предусматривать установку не более двух близких по мощности ККУ суммарной мощностью $Q_{\text{НБК}} = Q_{\text{НБК}1} + Q_{\text{НБК}2}$ (рис. 53.14).

Если основные реактивные нагрузки шинопровода присоединены во второй его половине, следует устанавливать только одну НБК.

Точка ее подключения определяется условием

$$Q_h \geq \frac{Q_{\text{НБК}}}{2} \geq Q_{h+1},$$

где Q_h , Q_{h+1} – наибольшая нагрузка, квар, шинопровода перед узлом h и после него соответственно (рис. 53.14а). При присоединении к шинопроводу двух НБК (рис. 53.14б) точки их подключения находят из следующих условий:

точка f подключения дальней НБК

$$Q_f \geq Q_{\text{НБК2}} \geq Q_{f+1};$$

точка h подключения ближней к трансформатору НБК

$$Q_h - Q_{\text{НБК2}} \geq \frac{Q_{\text{НБК1}}}{2} \geq Q_{h+1} - Q_{\text{НБК2}}.$$

53.4.3. Особенности компенсации реактивной мощности в электрических сетях со специфическими нагрузками

К специфическим нагрузкам относятся нелинейные, несимметричные и резкопеременные нагрузки. На современных промышленных предприятиях такими нагрузками являются мощные станы горячей и холодной прокатки с вентильными преобразователями, дуговые сталеплавильные печи, мощные сварочные агрегаты и другие электротехнологические установки.

При наличии в СЭС таких нагрузок подход к решению вопросов компенсации реактивной мощности отличается от того, который был рассмотрен для сетей со спокойной нагрузкой.

На стадии проектирования электроснабжения резкопеременных и вентильных нагрузок расчет средств компенсации реактивной мощности должен осуществляться на основании графиков потребляемой активной и реактивной мощности. Графики активной и реактивной мощности различных электроприемников могут быть построены расчетным путем на стадии проектирования или по результатам замеров непосредственно на действующих аналогичных объектах.

• Компенсация реактивной мощности в электрических сетях с нелинейными нагрузками

В узлах сети предприятия с нелинейными нагрузками допускается применение в качестве источника реактивной мощности БК, если выполняются следующие условия:

для вентильных преобразователей

$$S_K/S_{\text{нл}} \geq 200;$$

для других нелинейных нагрузок

$$S_K/S_{\text{нл}} \geq 100,$$

где S_K – мощность короткого замыкания; $S_{\text{нл}}$ – суммарная мощность нелинейной нагрузки, МВ·А.

При коэффициенте искажения синусоидальности K_U менее 5 % рекомендуется в качестве устройств компенсации реактивной мощности применять батареи конденсаторов, если при этом они не перегружаются высшими гармониками по току и напряжению. В

противном случае следует применять батареи конденсаторов в комплекте с защитным реактором. Мощность БК находится из условия баланса реактивной мощности. Напряжение на зажимах БК следует определять по формуле

$$U_{\hat{A}\hat{E}} \geq v_{\min}^2 U_{\hat{I}\hat{I}} / (v_{\min}^2 - 1),$$

где v_{\min} – наименьший порядковый номер гармоники; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, в которой устанавливается конденсатор, защищенный реактором.

При применении БК с последовательно включенным защитным реактором необходимо обеспечить индуктивный характер цепи на частоте, наименьшей из генерируемых нелинейной нагрузкой гармоник. Индуктивное сопротивление защитного реактора на частоте 50 Гц определяется из условия

$$X_p \geq 1,1 U_{\hat{A}\hat{E}}^2 / (v^2 Q_{\hat{A}\hat{E}}),$$

где $Q_{\hat{A}\hat{E}}$ – реактивная суммарная мощность БК по данным завода-изготовителя; $U_{\hat{A}\hat{E}}$ – номинальное напряжение БК.

При коэффициенте искажения синусоидальности 5 % и более в качестве компенсирующих устройств рекомендуется применять силовые резонансные фильтры высших гармоник (далее фильтры). Фильтры должны выбираться по найденному значению K_U , исходя из состава и уровня гармоник. Выбор фильтров следует начинать с фильтра, настраиваемого на гармонику с наименьшим порядковым номером. Условия выбора мощности фильтров, настроенных на конкретную гармонику тока, приведены в параграфе 52.3. Суммарная реактивная мощность, генерируемая фильтрами, выбирается из условия баланса реактивной мощности в рассматриваемом узле СЭС.

• **Компенсация реактивной мощности в электрических сетях с несимметричными нагрузками**

Для компенсации реактивной мощности при несимметрии напряжений более 2 % рекомендуется применять симметрирующие или фильтросимметрирующие устройства. Решение задачи, связанное с выбором их параметров, является чрезвычайно сложным, подробное и доступное для понимания изложение которого в пределах ограниченного объема данной работы не представляется возможным. Кроме того, такие задачи в СЭС встречаются относительно редко. Поэтому здесь мы ограничимся лишь ссылкой на специальную литературу, например, книгу В.С. Иванова и В.И. Соколова «Режимы потребления и качество электроэнергии систем

электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат., 1987. – 336 с.»

• **Компенсация реактивной мощности
в электрических сетях с резкопеременными нагрузками**

Для резкопеременных нагрузок, когда технико-экономическим анализом доказана нецелесообразность схемных решений, способных снизить до необходимого уровня влияния толчковой нагрузки на качество напряжения, рекомендуется предусматривать устройства динамической и статической компенсации реактивной мощности.

Основным критерием при выборе типа компенсирующего устройства в сетях с резкопеременными нагрузками является величина максимальной скорости изменения реактивной мощности нагрузки. Так при $\frac{dQ_{\text{наг}}}{dt} \leq 130$ Мвар/с, можно использовать специальные быстродействующие синхронные компенсаторы, мощность которых определяется по формуле

$$Q_{\text{ск}} = \sqrt{(K_{\sim} Q_{\sim})^2 + (K_{\text{ср}} Q_{\text{ср}})^2}.$$

где Q_{\sim} – переменная составляющая реактивной мощности; K_{\sim} – доля компенсации переменной составляющей потребляемой реактивной мощности; $K_{\text{ср}}$ – доля компенсации постоянной (средней) составляющей реактивной мощности;

Указанные выше величины рассчитываются по выражениям:

$$Q_{\sim} = \sqrt{Q_{\text{до}}^2 - Q_{\text{ср}}^2}; \quad K_{\sim} \geq \frac{(\delta Q_{\text{эф}} - \delta Q_{\text{ср}})}{\delta Q_{\text{эф}}} = 1 - \frac{\delta U_{\text{доп}} \% S_{\text{ср}}}{100 \% \delta Q_{\text{эф}}};$$

$$Q_{\text{ср}} = \frac{1}{T} \int_0^T Q(t) dt; \quad K_{\text{ср}} = 1 - \text{tg } \varphi_{\text{доп}} / \text{tg } \varphi_{\text{ср}}; \quad Q_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T Q^2(t) dt};$$

$$\delta Q_{\text{экр}} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \delta Q_i^2}; \quad \text{tg } \varphi_{\text{ср}} = Q_{\text{ср}} / P_{\text{ср}},$$

где $Q_{\text{эф}}$ – эффективное значение потребляемой мощности; $Q_{\text{ср}}$ – среднее значение реактивной мощности нагрузки за время цикла T ; $\delta Q_{\text{экр}}$ – значение эквивалентного размаха колебаний потребляемой реактивной мощности; $\delta U_{\text{доп}}$ – допустимое значение размаха колебаний напряжения; $\text{tg } \varphi_{\text{доп}}$, $\text{tg } \varphi_{\text{ср}}$ – соответственно допустимое и среднее значения коэффициента реактивной мощности резкопере-

менной нагрузки; $\delta Q_{\text{доп}}$ – допустимое значение размаха изменения реактивной мощности.

При максимальной скорости изменения реактивной мощности, превышающей 130 Мвар/с, рекомендуется предусматривать быст-родействующие источники реактивной мощности, которые могут быть основаны на принципе прямой или косвенной компенсации.

При использовании принципа прямой компенсации производится ступенчатое подключение к сети конденсаторов или филь-тров с помощью тиристорных ключей. Мощность КУ для компен-сации переменной составляющей реактивной мощности нагрузки определяется по формуле

$$Q_{\text{ку}} \geq \delta Q_{\text{экв}} K_{\sim}.$$

Значение реактивной мощности каждой ступени определяется из условия

$$Q_{\text{ндо}} \leq \delta U_{t \text{ äî î}} \% S_{\text{êç}} / 100\%.$$

При использовании принципа косвенной компенсации по схе-ме с управляемыми реакторами мощность реакторов определяется по выражению

$$Q_{\text{р}} \geq \delta Q_{\text{экв}} K_{\sim}.$$

Мощность, генерируемая БК и фильтрами,

$$Q_{\text{ку}} \geq (Q_{\text{ср.наг}} + Q_{\text{ср.р}}) K_{\text{ср}}.$$

При отсутствии графиков потребляемой реактивной мощности узлами СЭС, от которых питаются дуговые сталеплавильные печи, параметры СТК косвенной компенсации рекомендуется определять по формулам:

для группы, состоящей из N одинаковых по мощности ДСП

$$Q_{\text{д}} \geq S_{\text{ÿî}} \sqrt[4]{N} - \delta U_{t \text{ äî î}} \% S_{\text{êç}} / 100\%;$$

$$Q_{\text{êó}} \geq \left(S_{\text{ÿî}} \sqrt[4]{N} - \delta U_{t \text{ äî î}} \% S_{\text{êç}} / 200\% \right) K_{\text{ндо}};$$

для группы печей разной мощности

$$Q_{\text{д}} \geq S_{\text{ÿî}} \sqrt[4]{\sum_{i=1}^n S_{\text{ÿî}} \text{ ò } i / S_{\text{ÿî}} \text{ ò max}} - \delta U_{t \text{ äî î}} \% S_{\text{êç}} / 100\%;$$

$$Q_{\text{êó}} \geq \left(S_{\text{ÿî}} \sqrt[4]{\sum_{i=1}^n S_{\text{ÿî}} \text{ ò } i / S_{\text{ÿî}} \text{ ò max}} - \delta U_{t \text{ äî î}} \% S_{\text{êç}} / 200\% \right) K_{\text{ндо}}.$$

В этих выражениях: $Q_{\text{ср.наг}}$ и $Q_{\text{ср.р}}$ – средние мощности, потреб-ляемые соответственно нагрузкой и реактором, Мвар; $S_{\text{кз}}$ – мощ-ность трехфазного короткого замыкания в рассматриваемом узле,

МВ·А; $\delta U_{t \text{ доп}}$ — допустимый размах изменения напряжения; $S_{\text{ЭПТ}}$ — мощность печного трансформатора.