

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Кафедра «Электроснабжение»

В. В. Бахмутская

ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ

КУРС ЛЕКЦИЙ

**по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-43 01 02
«Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения**

Гомель 2012

УДК 621.311.036(075.8)
ББК 31.294я73
Б30

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 4 от 27.12.2011 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Автоматизированный электропривод»
ГГТУ им. П. О. Сухого *В. В. Тодарев*

Бахмутская, В. В.
Б30 Потребители электроэнергии и электромагнитная совместимость : курс лекций по од-
ноим. дисциплине для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы
и сети» днев. формы обучения / В. В. Бахмутская. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2012. –
184 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное ме-
сто на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа:
<http://alis.gstu.by/StartEK/>. – Загл. с титул. экрана.

Содержит таблицы справочных материалов; рисунки с конструкциями современного электри-
ческого оборудования; схемы сетей электроснабжения и освещения.

Для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» дневной
формы обучения.

УДК 621.311.036(075.8)
ББК 31.294я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2012

Тема 1

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. Предмет и задачи курса

Основная цель изучения дисциплины состоит в формировании теоретических знаний:

- по электрооборудованию промышленных потребителей различных отраслей народного хозяйства;
- режимам их работы с увязкой по основным технологическим процессам;
- умению анализировать режимы работы основного технологического оборудования и выявлять резервы экономии электрической энергии;
- определению расчетных электрических нагрузок промышленными и другими потребителями народного хозяйства.

К общим понятиям курса относится система электроснабжения.

Системой электроснабжения вообще называют совокупность устройств для производства, передачи и распределения электрической энергии.

Первые электрические станции сооружались в городах для целей освещения и питания электрического транспорта, а также при фабриках и заводах. Несколько позднее появилась возможность сооружения электрических станций в местах залежей топлива (торфа, угля, нефти) или местах использования энергии воды, в известной степени независимо от мест нахождения потребителей электрической энергии – городов и промышленных предприятий. Передача электрической энергии к центрам потребления стала осуществляться линиями электропередачи высокого напряжения на большие расстояния.

В настоящее время большинство потребителей получает электрическую энергию от энергосистем (рис. 1.1).

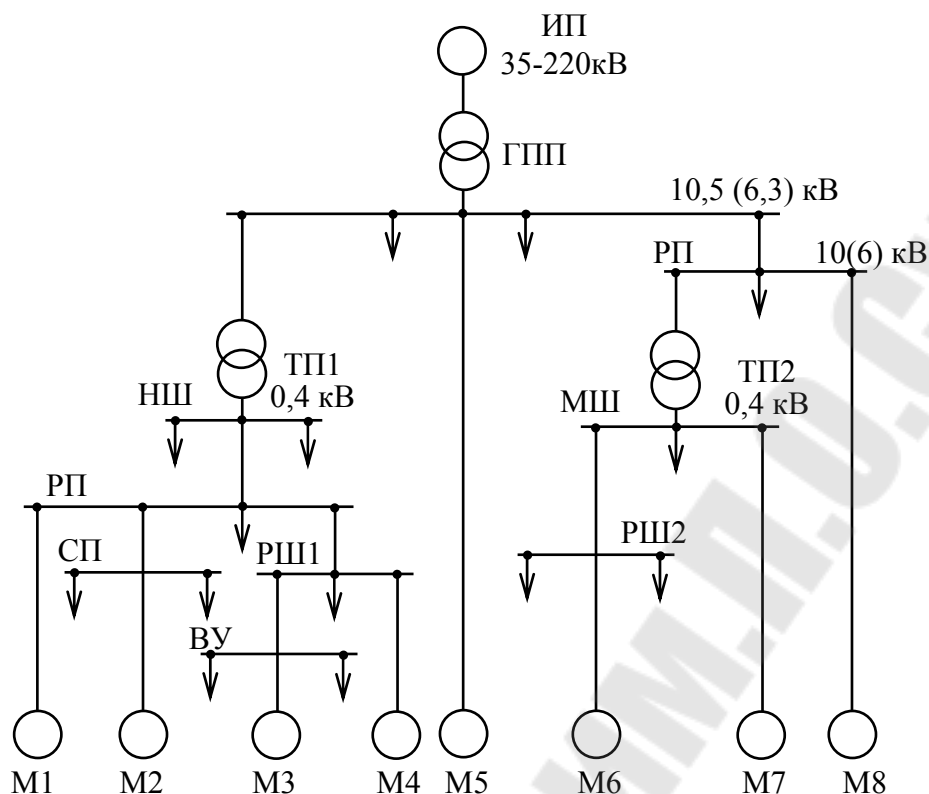


Рис. 1.1. Структурная схема электроснабжения предприятия

При расчете электрических нагрузок необходимо разделить систему электроснабжения предприятия по уровням.

Различают 6 уровней:

- 1 уровень – отдельные электроприемники;
- 2 уровень – щиты распределительные напряжением до 1 кВ, щиты управления, ВРУ, шинопроводы, сборки и магистрали;
- 3 уровень – щит низкого напряжения ТП 10(6) / 0,4 кВ;
- 4 уровень – шины распределительной подстанции РП-10(6)кВ;
- 5 уровень – шины главной понизительной подстанции;
- 6 уровень – граница раздела предприятия и энергосистемы.

В то же время на ряде предприятий продолжается сооружение и собственных ТЭЦ.

Необходимость в производстве электрической энергии на фабрично-заводских электростанциях обуславливается рядом причин:

- а) потребностью в тепловой энергии для технологических целей и отопления и эффективностью попутного производства при этом электрической энергии;
- б) необходимостью резервного питания для ответственных потребителей (второй источник питания);

в) необходимостью использования вторичных энергоресурсов;
г) большой удаленностью некоторых предприятий от энергосистем.

По мере развития электропотребления усложняются и системы электроснабжения промышленных предприятий. В них включаются сети высоких напряжений, распределительные сети, а в ряде случаев и сети промышленных ТЭЦ. Возникает необходимость внедрять автоматизацию систем электроснабжения промышленных предприятий и производственных процессов, осуществлять в широких масштабах диспетчеризацию процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления и вести активную работу по экономии электрической энергии.

Проектирование систем электроснабжения промышленных предприятий велось в централизованном порядке в ряде проектных организаций. В результате обобщения опыта проектирования возникли типовые решения. В настоящее время созданы методы расчета и проектирования цеховых сетей, выбора мощности трансформаторов, методика определения электрических нагрузок, выбора напряжений, сечений проводов и жил кабелей и т. п.

Главной проблемой в ближайшем будущем будет создание рациональных систем электроснабжения промышленных предприятий. Созданию таких систем способствует следующее:

1. Выбор и применение рационального числа трансформаций.

В настоящее время имеют место системы электроснабжения с недопустимо большим количеством трансформаций; например, на одном металлургическом комбинате имеются напряжения: 330 (планируется в ближайшем будущем); 220; 110; 35; 10; 6; 3; 0,6; 0,38 и 0,22 кВ, или, например, группа новых промышленных предприятий, созданная за последние 10–15 лет, имеет напряжения: 330; 220; 110; 35; 10; 6; 0,38 и 0,22 кВ.

Такое большое количество напряжений влечет за собой неоправданно большое число трансформаций (5-6).

Одновременное введение на промышленных предприятиях рациональных напряжений всегда будет способствовать сокращению числа трансформаций до 2–3. В этом случае экономия электрической энергии составит не менее 40–50 % всего ее расхода (потребления) промышленным предприятием.

Причинами появления нерациональных систем электроснабжения промышленности являются их постоянный рост и реконструкции

при локальном решении задач электроснабжения всякий раз, когда наступает необходимость реконструкции этих систем. Здесь следует отметить, что применение напряжения 20 кВ могло бы способствовать резкому сокращению числа трансформаций.

2. Выбор и применение рациональных напряжений. Применение рациональных напряжений в системах электроснабжения промышленных предприятий дает также значительную экономию в потерях электрической энергии. Разработанная в МЭИ методика выбора рациональных напряжений позволяет применять для систем электроснабжения напряжения, обеспечивающие оптимальные экономические показатели.

Причинами применения нерациональных напряжений являются постоянный рост электропотребления и всякий раз частное решение задач электроснабжения, а также требование энергосистем производить питание на напряжении, имеющемся в эксплуатируемой системе. Нерациональные решения в этом направлении приводят к тому, что в эксплуатации находятся системы электроснабжения, в которых потери электрической энергии достигают до 35–40 %.

3. Правильный выбор места размещения цеховых и главных распределительных и понизительных подстанций. Расположение питающих подстанций в соответствующих центрах электрических нагрузок обеспечивает минимальные годовые приведенные затраты. Всякое смещение питающей подстанции из центра электрических нагрузок ведет к повышению этих затрат и повышенному расходу электрической энергии.

Разработанная в МЭИ методика определения места расположения питающих подстанций позволяет значительно сократить расходы на потери электрической энергии.

4. Дальнейшее совершенствование методики определения электрических нагрузок. Правильное определение ожидаемых нагрузок способствует решению общей задачи оптимизации построения систем внутризаводского электроснабжения. В этом направлении уже многое сделано ГПИ «Тяжпромэлектропроект» и другими организациями, но эта работа должна продолжаться.

5. Рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, а также схем электроснабжения и их параметров ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности и способствует осуществлению общей задачи оптимизации построения систем электроснабжения.

6. Принципиально новая постановка для решения таких задач, как например симметрирование электрических нагрузок. В настоящее время этот вопрос решается так: устанавливается трансформатор для питания нагрузки, несимметричной по фазам, а затем к нему (между трансформатором и нагрузкой) устанавливается симметрирующее устройство, что практически означает почти удвоение мощности питающих устройств и соответственно ведет к резкому увеличению непроизводительных потерь топлива и электроэнергии.

Решение задачи следует вести не по линии наращивания мощности питающих устройств. В таком случае выравнивание нагрузки по фазам можно сделать, например, при помощи изменения схемы соединения обмоток питающих трансформаторов – вместо «звезда–звезда с нулем» принимается схема «звезда – зигзаг с нулем», что удорожает стоимость питающего трансформатора всего на 5 %, а не на 80 % как в первом случае: «трансформатор – симметрирующее устройство».

Следует иметь в виду, что при обеспечении напряжения, близкого к номинальному, которое обычно производится за счет регулирования напряжения различными дополнительными устройствами, в том числе РПН, особенно в условиях глубокого регулирования, появляются дополнительные потери электроэнергии и топлива. Вместо этого следует применять повышение напряжения, что технически гораздо эффективнее и экономически выгоднее.

7. Общая задача оптимизации систем промышленного электроснабжения кроме указанных выше положений включает рациональные решения по выбору сечений проводов в жил кабелей способом компенсации реактивной мощности, автоматизации и диспетчеризации и др.

Оптимизация производственных процессов в сочетании с оптимизацией систем промышленного электроснабжения может и должна дать стране дополнительные средства за счет сокращения непроизводительных расходов.

Это мы говорили о системе электроснабжения предприятий.

К основным определениям относятся также такие понятия, как потребитель и приемник электрической энергии.

Приемником электрической энергии (электроприемником) называется аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования ЭЭ в другой вид.

Потребителем электрической энергии называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

В зависимости от выполняемых функций, возможностей обеспечения схемы внешнего электроснабжения, величины и режимов потребления ЭЭ и мощности, тарифов и систем расчетов за ЭЭ, особенностей правил пользования ЭЭ потребителей принято делить на следующие основные группы:

- промышленные и приравненные к ним потребители;
- производственные сельскохозяйственные потребители;
- бытовые потребители;
- общественно-коммунальные потребители.

Промышленные потребители были и остаются наиболее энергоемкой группой потребителей ЭЭ: доля промышленности и строительства в суммарном электропотреблении по народному хозяйству составляет около 65 %, по транспорту – 6,2 %, сельскому хозяйству – 10 %, на коммунально-бытовые нужды тратится около 18,8 (рис. 1.2).

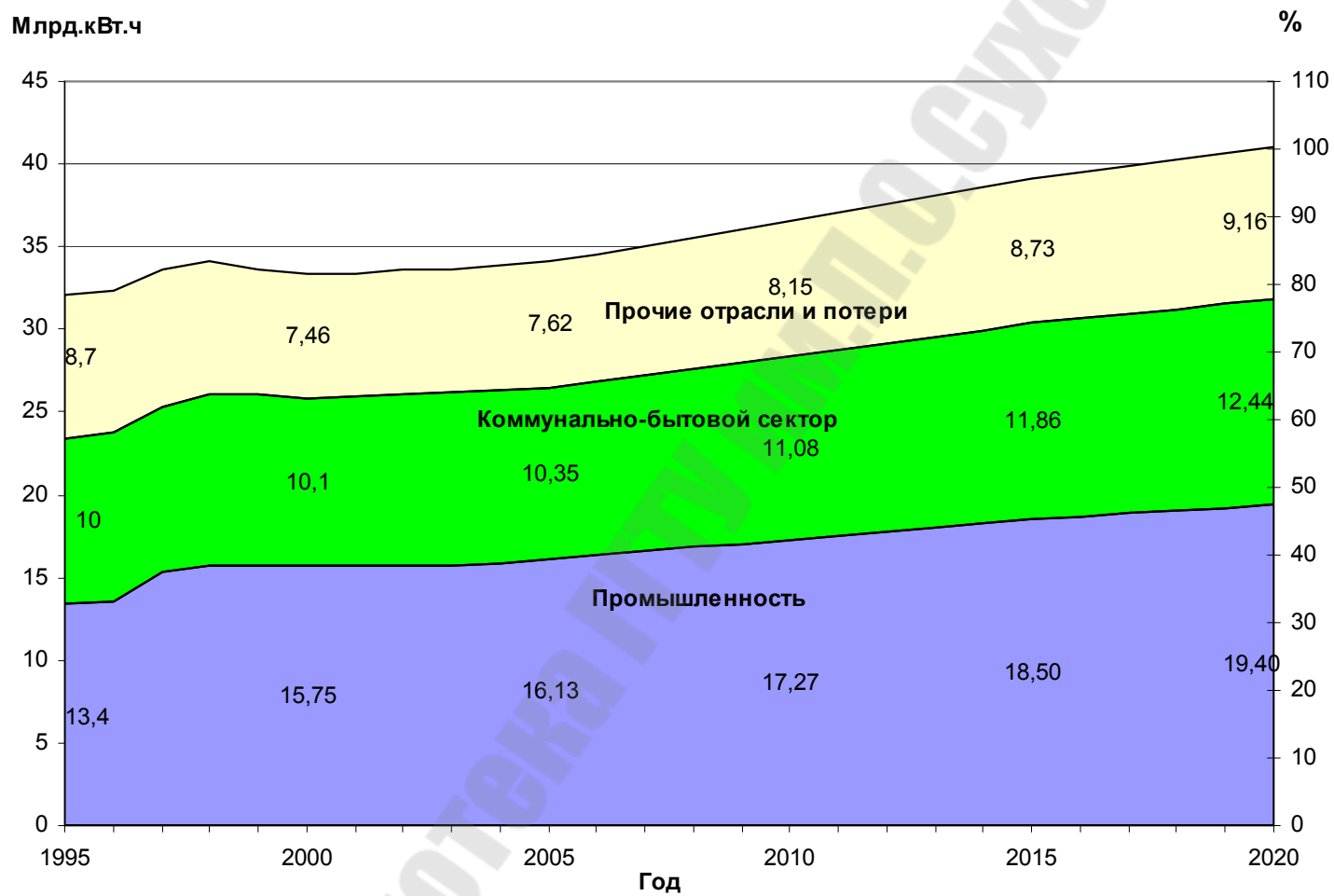


Рис. 1.2. Прогноз потребления электроэнергии по отраслям экономики

1.2. Общие сведения о производстве и потреблении электроэнергии отраслями народного хозяйства республики

Топливо-энергетический комплекс (рис. 1.3) представляет собой сложную совокупность больших, непрерывно развивающихся производственных систем для получения, преобразования, распределения и использования природных энергетических ресурсов и энергии всех видов:

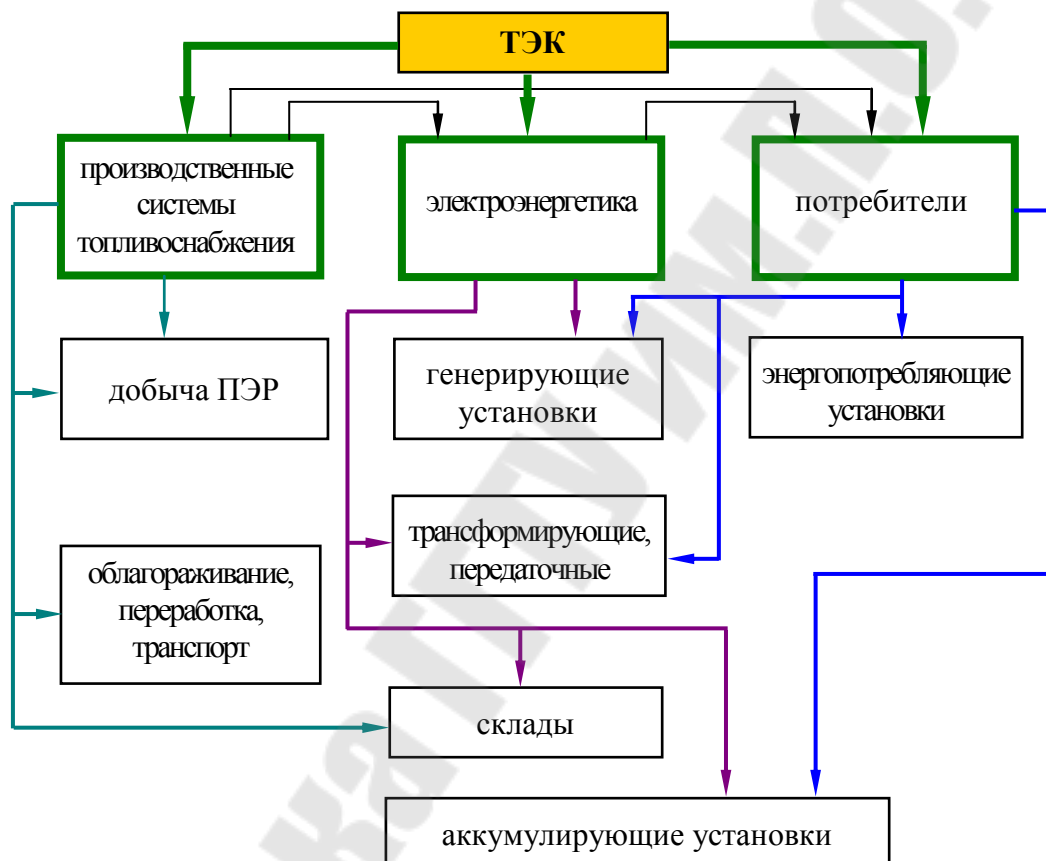


Рис. 1.3. Схема топливно-энергетического комплекса

Преобразование первичной энергии во вторичную осуществляется на станциях, которые в названии содержат указание на то, какой вид первичной энергии в какой вид вторичной преобразуется на них:

ТЭС – тепловая электрическая станция преобразует тепловую энергию в электрическую;

ГЭС – гидроэлектростанция, преобразует механическую энергию движения воды в электрическую;

ГАЭС – гидроаккумулирующая станция преобразует механическую энергию движения предварительно накопленной в искусственном водоеме воды в электрическую;

АЭС – атомная электростанция преобразует атомную энергию ядерного топлива в электрическую;

ПЭС – приливная электростанция преобразует энергию приливов в электрическую.

В Республике Беларусь более 95 % энергии вырабатывается на ТЭС. По назначению тепловые электростанции делятся на два типа:

КЭС – конденсационные тепловые электростанции, предназначенные только для выработки электрической энергии;

ТЭЦ – теплоэлектроцентрали, на которых осуществляется совместное производство электрической и тепловой энергии.

На рис. 1.4 представлена тепловая схема ТЭС. Ее основное оборудование состоит из котла–парогенератора ПГ, турбины Т и генератора Г.

В котле при сжигании выделяется тепловая энергии, которая преобразуется в энергию водяного пара. В турбине Т водяной пар превращается в механическую энергию вращения. Генератор Г превращает энергию вращения в электрическую. Тепловая энергия для нужд потребителя может быть взята в виде пара из турбины либо котла. Кроме основного оборудования на схеме показаны конденсатор пара К, в котором отработанный пар, отдавая скрытую теплоту парообразования охлаждающей его воде, с помощью циркуляционного насоса Н в виде конденсата вновь подается в котел–парогенератор.

Технология преобразования энергии на ТЭС может быть представлена в виде цепи следующих превращений:

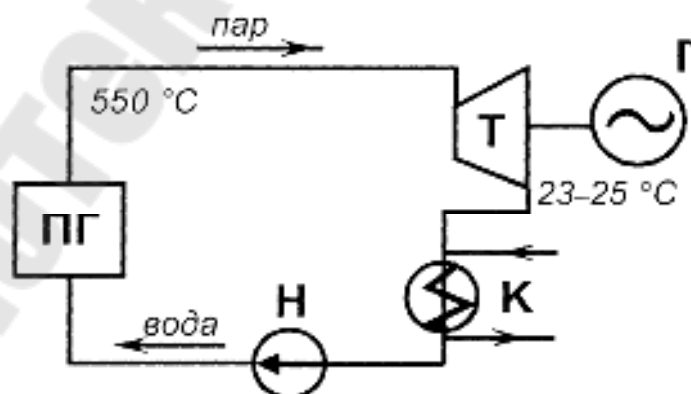


Рис. 1.4. Тепловая схема ТЭС

Технология преобразования энергии на ТЭС представлена на рис. 1.5.



Рис. 1.5. Технология преобразования энергии на ТЭС

Схема ТЭЦ отличается тем, что пар при значительном давлении нагревает воду, подаваемую в главные тепловые магистрали.

КПД ТЭС составляет около 50 %; КЭС – около 39 %; ТЭЦ – около 62 %.

Для повышения маневренности и КПД используют газотурбинные и паротурбинные установки (рис. 1.6).

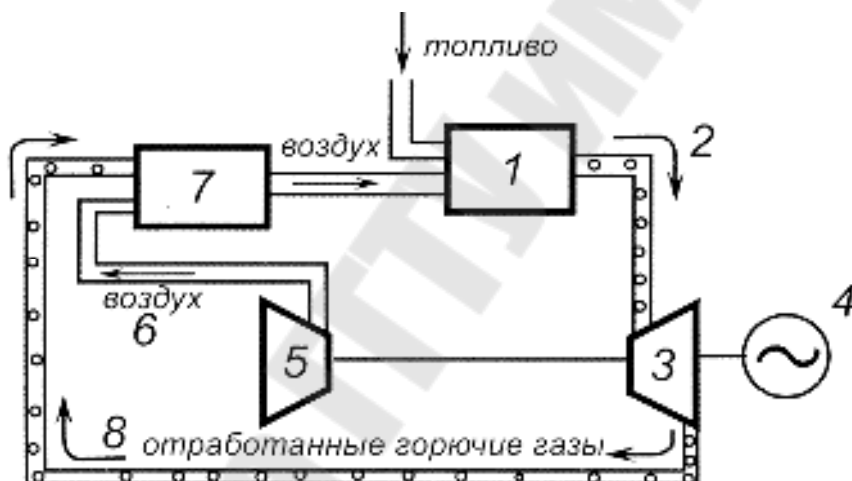


Рис. 1.6. Принципиальная схема ТЭС с ГТУ

В камеру сгорания 1 подается жидкое или газообразное топливо и воздух.

Образующиеся в ней газы 2 высокого давления при температуре 750–770 °С направляются на рабочие лопатки турбины 3. Турбина вращает электрический генератор 4, вырабатывающий электрическую энергию, и компрессор 5, служащий для подачи под давлением воздуха 6 в камеру сгорания. Сжатый в компрессоре 5 воздух перед подачей в камеру сгорания 1 подогревается в регенераторе 7 отработанными в турбине горячими газами 8. Подогрев воздуха позволяет повысить эффективность сжигания топлива в камере сгорания.

Технология преобразования в ГТУ изображена на рис. 1.7.

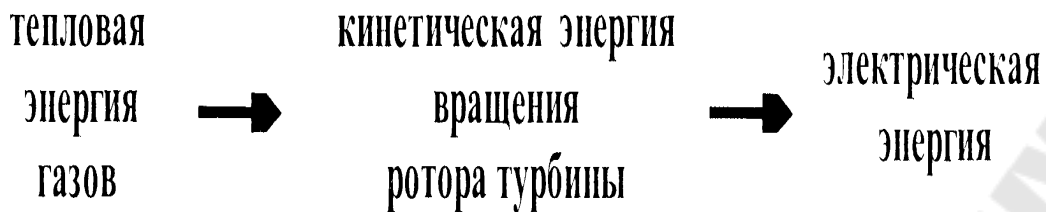


Рис. 1.7. Технология преобразования в ГТУ

КЭС в основном располагаются вблизи районов добычи топлива или водоемов, используемых для охлаждения и конденсации пара, отработавшего в турбинах.

Упрощенная технологическая схема блока станции приведена на рис. 1.8.

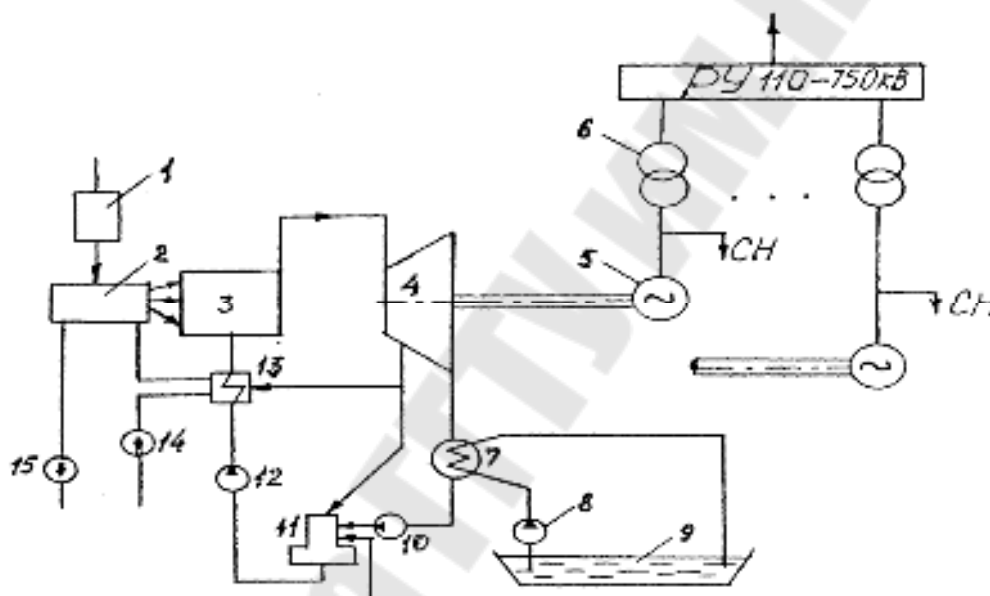


Рис. 1.8. Технологическая схема блока КЭС: 1 – топливо; 2 – топка; 3 – котел; 4 – паровая турбина; 5 – генератор; 6 – повышающий трансформатор; 7 – конденсатор; 8 – циркуляционный насос; 9 – водоем; 10 – конденсатный насос; 11 – деаэратор; 12 – питательный насос; 13 – подогреватели; 14 – дымосос; 15 – дутьевой вентилятор; СН – собственные нужды

Из-за неравномерности использования ЭЭ и ТЭ в течении суток, возникает необходимость аккумулировать энергоресурсы в часы минимума и использовать их в часы максимума. Таким примером служит ГАЭС (рис. 1.9).

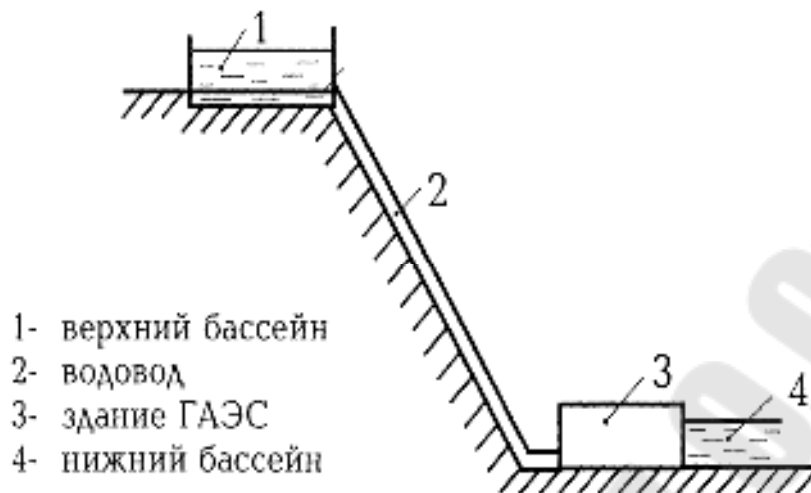


Рис. 1.9. Принципиальная схема ГАЭС

На рис. 1.10 показано где в Республике Беларусь находятся ТЭС и их мощность.

Основная часть – это ТЭЦ. Но со временем предполагается значительный рост КЭС за счет КГУ.

Энергоисточники Республики Беларусь показаны на рис. 1.10.

Базовая структура выработка электроэнергии в зависимости от цикла представлена на рис. 1.11.

ЭНЕРГОИСТОЧНИКИ РЕСПУБЛИКИ

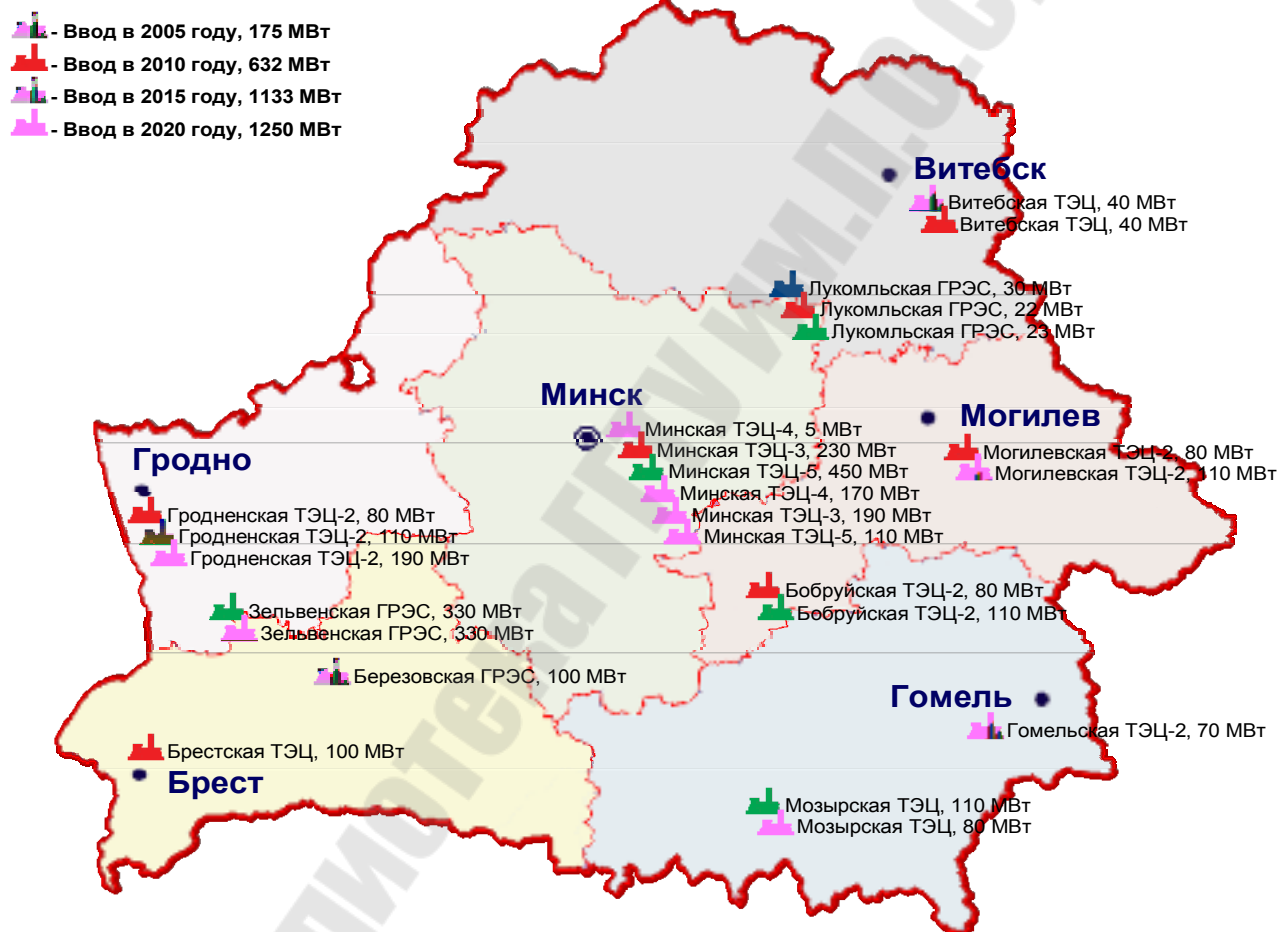


Рис. 1.10. Энергоисточники Республики Беларусь

Базовая структура выработки электроэнергии

Млрд. кВт.ч

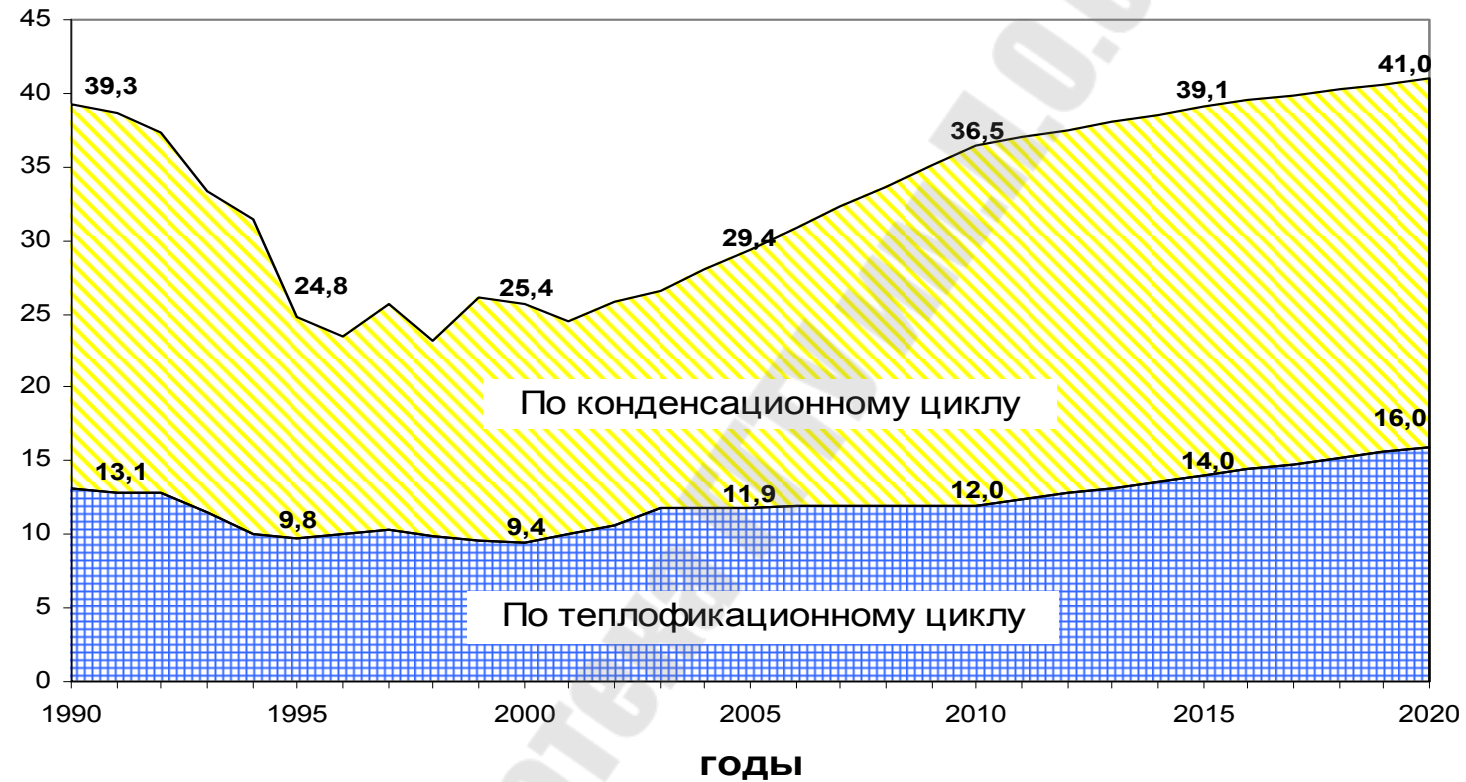


Рис. 1.11. Базовая структура выработки электроэнергии

1.3. Основные характеристики приемников и потребителей электроэнергии

Все электроприемники классифицируются:

- по отношению обеспечения надежности электроснабжения;
- по уровню напряжения;
- по мощности;
- по роду тока;
- по сходству графиков нагрузки.

С точки зрения обеспечения надежного и бесперебойного питания, приемники электрической энергии делятся на четыре категории:

- Особая категория – приемники, перерыв в электроснабжении которых недопустим. Для электроснабжения особой группы электроприемников должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

- 1-я категория – приемники, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой опасность для жизни людей или значительный материальный ущерб, связанный с повреждением оборудования, массовым браком продукции или длительным расстройством сложного технологического процесса производства, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Из состава электроприемников 1-й категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования.

Электроприемники 1-й категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

- 2-я категория – приемники, перерыв в электроснабжении которых связан с существенным недоотпуском продукция, простоем людей, механизмов, промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

- 3-я категория – приемники, не подходящие под определения 1-й и 2-й категорий (например, приемники второстепенных цехов, не определяющих технологический процесс основного производства).

Вопрос о надежности электроснабжения потребителей связан с числом источников питания, схемой электроснабжения и категорией потребителей. Приемники 1-й категории должны иметь не менее двух независимых источников питания. Приемники 2-й категории могут иметь один-два источника питания (решается конкретно в зависимости от значения, которое имеет данное промышленное предприятие в народном хозяйстве страны, и местных условий). Приемники 3-й категории, как правило, могут иметь один источник питания, но если по местным условиям можно обеспечить питание без существенных затрат и от второго источника, то применяется резервирование питания и для этой категории приемников.

Согласно ПУЭ [37] электротехнические установки, производящие, преобразующие, распределяющие и потребляющие электроэнергию, подразделяются на *электростановки напряжением до 1000 В* и *электростановки напряжением выше 1000 В*.

Электротехнические установки напряжением до 1000 В выполняются как с глухо заземленной, так и с изолированной нейтралью, а установки постоянного тока – с глухо заземленной и изолированной нулевой точкой.

Электрические установки с изолированной нейтралью следует применять при повышенных требованиях по безопасности (торфяные разработки, угольные шахты и т. п.) при условии, что в этом случае обеспечиваются контроль изоляции сети и целостность пробивных предохранителей, быстрое обнаружение персоналом замыканий на землю и быстрая ликвидация их либо автоматическое отключение участков с замыканием на землю.

В четырехпроводных сетях переменного тока или трехпроводных сетях постоянного тока для установок без повышенной опасности глухое заземление нейтрали обязательно.

Электрические установки напряжением выше 1000 В делятся на установки:

- 1) с изолированной нейтралью (напряжения до 35 кВ);
- 2) с нейтралью, включенной на землю через индуктивное сопротивление для компенсации емкостных токов (напряжения до 35 кВ и редко 110 кВ);
- 3) с эффективно заземленной нейтралью (напряжения 110–150 кВ);
- 4) с глухо заземленной нейтралью (напряжение 220 кВ и выше).

Кроме того, все эти установки подразделяются на установки с малыми токами замыкания на землю (до 500 А) и установки с большими токами замыкания на землю (более 500 А).

По частоте тока приемники электроэнергии делятся на приемники промышленной частоты (50 Гц) и приемники с высокой (выше 10 кГц), повышенной (до 10 кГц) и пониженной (ниже 50 Гц) частотами.

Приемники электроэнергии промышленных предприятий делятся на следующие группы:

1. Приемники трехфазного тока напряжением до 1000 В, частотой 50 Гц.

2. Приемники трехфазного тока напряжением выше 1000 В, частотой 50 Гц.

3. Приемники однофазного тока напряжением до 1000 В, частотой 50 Гц.

4. Приемники, работающие с частотой, отличной от 50 Гц, питаемые от преобразовательных подстанций и установок.

5. Приемники постоянного тока, питаемые от преобразовательных подстанций и установок.

По мощности в зависимости от суммарной мощности электроприемников применяется следующая градация промышленных предприятий как потребителей электроэнергии:

– большие – с установленной мощностью электроприемников 75–100 МВт и более;

– средние – с установленной мощностью в диапазоне от 5 до 75 МВт;

– малые – с установленной мощностью до 5 МВт.

По роду тока все электроприемники, работающие от сети, можно разделить на электроприемники переменного тока промышленной частоты 50 Гц (в ряде стран используют 60 Гц), переменного тока повышенной или пониженной частоты постоянного тока и электроприемники постоянного тока.

Большинство электроприемников промышленных потребителей электроэнергии работает на переменном трехфазном токе частотой 50 Гц.

Установки повышенной частоты применяют:

– для нагрева под закал, для штамповки металла, СВЧ-печи и т. п.;

– в технологиях, где нужна высокая скорость вращения электродвигателя (текстильная промышленность, деревообработка, переносной электроинструмент в авиастроении) и т. п.

Для получения частоты до 10 000 Гц применяют тиристорные преобразователи, для частоты свыше 10 000 Гц используют электронные генераторы.

Электроприемники пониженной частоты используются в транспортных устройствах, например для прокатных станков ($f = 16,6$ Гц), в установках для перемешивания металла в печах ($f = 0–25$ Гц). Кроме того, пониженную частоту напряжения используют в индукционных нагревательных устройствах.

Постоянный ток применяют в гальваническом производстве (хромирование, никелирование и т. д.), для сварки на постоянном токе, для питания двигателей постоянного тока и т. п.

В установках, не требующих регулирования скорости в процессе работы, применяются электроприводы переменного тока (асинхронные и синхронные двигатели). Нерегулируемые электродвигатели переменного тока – основной вид электроприемников в промышленности, на долю которых приходится около 70 % суммарной мощности.

При выборе типа электродвигателя для нерегулируемого электропривода переменного тока часто руководствуются следующими соображениями:

– при напряжении до 1 кВ и мощности до 100 кВт чаще экономичнее применять асинхронные двигатели, а свыше 100 кВт – синхронные;

– при напряжении 6 кВ и мощности до 300 кВт – асинхронные двигатели, выше 300 кВт – синхронные;

– при напряжении 10 кВ и мощности до 400 кВт – асинхронные двигатели, выше 400 кВт – синхронные.

Для перечисленных выше режимов работы приемников в соответствии с ГОСТ 183–74 электропромышленность выпускает электродвигатели, рассчитанные на указанные условия работы.

В действительности график нагрузки каждого приемника отличается от заданного при проектировании. На режим работы приемника влияют технологические особенности каждой отрасли промышленности. График нагрузки приемника является основным показателем, по которому его следует классифицировать.

Кроме деления потребителей по режимам работы следует учитывать несимметричность нагрузки или неравномерность загрузки

фаз. К симметричным нагрузкам относятся электродвигатели и трехфазные печи. К несимметричным нагрузкам (одно- и двухфазным) следует отнести электрическое освещение, однофазные к двухфазные печи, однофазные сварочные трансформаторы и т. п. в том случае, когда распределить их симметрично по фазам не удастся.

Для питания групп приемников постоянного тока сооружаются преобразовательные подстанции, на которых устанавливаются преобразовательные агрегаты: полупроводниковые выпрямители, ртутные выпрямители, двигатели-генераторы и механические выпрямители.

Приемники электрической энергии могут быть подразделены на группы *по сходству режимов*, т. е. *по сходству графиков нагрузки*. Деление потребителей на группы позволяет более точно находить суммарную электрическую нагрузку.

Различают три характерные группы приемников:

1. Приемники, работающие в режиме с продолжительно неизменной или мало меняющейся нагрузкой. В этом режиме электрическая машина или аппарат может работать продолжительное время без повышения температуры отдельных частей машины или аппарата свыше допустимой. Примерами приемников, работающих в этом режиме, являются электродвигатели компрессоров, насосов, вентиляторов и т. п.

2. Приемники, работающие в режиме кратковременной нагрузки. В этом режиме рабочий период машины или аппарата не настолько длителен, чтобы температура отдельных частей машины или аппарата могла достигнуть установившегося значения. Период остановки машины или аппарата настолько длителен, что машина практически успевает охладиться до температуры окружающей среды. Примерами данной группы приемников являются электродвигатели электроприводов вспомогательных механизмов металлорежущих станков (механизмы подъема поперечины, зажимы колонн, двигатели быстрого перемещения суппортов и др.), гидравлических затворов и т. п.

3. Приемники, работающие в режиме повторно-кратковременной нагрузки. В этом режиме кратковременные рабочие периоды машины или аппарата чередуются с кратковременными периодами отключения. Повторно-кратковременный режим работы характеризуется относительной продолжительностью включения (ПВ) и длительностью цикла. В повторно-кратковременном режиме электрическая машина или аппарат может работать с допустимой для них относительной продолжительностью включения неограниченное время, причем превышение

температур отдельных частей машины или аппарата не выйдет за пределы допустимых значений. Примером этой группы приемников являются электродвигатели кранов, сварочные аппараты и т. п.

Важной характеристикой электроприемника является коэффициент мощности $\cos \varphi_n$. Коэффициент мощности является паспортной характеристикой, отражающей долю потребляемой активной мощности при номинальных нагрузке и напряжении. Номинальное значение $\cos \varphi$ электродвигателя зависит от его типа, номинальной мощности, частоты вращения и других характеристик. При эксплуатации электродвигателей их $\cos \varphi$ в основном зависит от загрузки.

Характерные приемники электрической энергии:

- силовые общепромышленные установки;
- электрические осветительные установки;
- преобразовательные установки;
- электродвигатели производственных механизмов;
- электрические печи и электротехнические установки;
- электросварочные установки.

Силовые общепромышленные установки

К этой группе приемников относятся компрессоры, вентиляторы, насосы и подъемно-транспортные устройства.

Двигатели компрессоров, вентиляторов и насосов работают примерно в одинаковом режиме и в зависимости от мощности снабжаются электрической энергией на напряжении от 0,22 до 10 кВ. Мощность таких установок изменяется в очень широком диапазоне от долей единицы до тысяч киловатт. Питание двигателей производится током промышленной частоты 50 Гц. Характер нагрузки, как правило, ровный, особенно для мощных установок. Перерыв в электроснабжении чаще всего недопустим и может повлечь за собой опасность для жизни людей, серьезное нарушение технологического процесса или повреждение оборудования. Например, прекращение подачи сжатого воздуха на машиностроительном заводе, где режущий инструмент крепится при помощи пневматических устройств, может вызвать ранения обслуживающего персонала. Прекращение электроснабжения насосной станции на металлургическом заводе может вывести из строя такую ответственную установку, как доменная печь, и причинить крупные убытки. Последствия отключения насосных установок во время пожара не нуждаются в пояснениях. В ряде цехов прекращение питания двигателей вентиляторов может вызвать массовые отрав-

ления работающего персонала. Таких примеров можно привести большое количество. В указанных случаях установки следует относить к потребителям 1-й категории.

Потребители рассматриваемой группы создают нагрузку равномерную и симметричную по всем трем фазам. Толчки нагрузки имеют место только при пуске. Коэффициент мощности достаточно стабилен и обычно имеет значение $0,8-0,85$.

Подъемно-транспортные устройства работают в повторно-кратковременном режиме. Для этих устройств характерны частые толчки нагрузки в связи с резкими изменениями нагрузки коэффициент мощности также изменяется в значительных пределах, в среднем от $0,3$ до $0,8$. По бесперебойности питания эти устройства должны быть отнесены (в зависимости от места работы и установки) к потребителям 1-й и 2-й категорий. В подъемно-транспортных устройствах применяется как переменный (50 Гц), так и постоянный ток. В большинстве случаев нагрузку от подъемно-транспортных устройств на стороне переменного тока следует считать симметричной по всем трем фазам.

Электрические осветительные установки

Электрические светильники представляют собой однофазную нагрузку, однако благодаря незначительной мощности приемника (обычно не более 2 кВт) в электрической сети при правильной группировке осветительных приборов можно достичь достаточно равномерной нагрузки по фазам (с несимметрией не более $5-10\%$).

Характер нагрузки равномерный, без толчков, но ее значение изменяется в зависимости от времени суток, года и географического положения. Частота тока общепромышленная, равная 50 Гц. Коэффициент мощности для ламп накаливания равен 1 , для газоразрядных ламп $0,6-0,92$.

Преобразовательные установки

Для преобразования трехфазного тока в постоянный или трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц в трехфазный или однофазный ток пониженной, повышенной или высокой частоты на территории промышленного предприятия сооружаются преобразовательные установки.

В зависимости от типа преобразователей тока преобразовательные установки делятся на:

- 1) полупроводниковые преобразовательные установки;
- 2) преобразовательные установки с ртутными выпрямителями;

- 3) преобразовательные установки с двигателями-генераторами;
- 4) преобразовательные установки с механическими выпрямителями.

По своему назначению преобразовательные установки служат для питания:

- 1) двигателей ряда машин и механизмов;
- 2) электролизных ванн;
- 3) внутризаводского электрического транспорта;
- 4) электрофильтров;
- 5) сварочных установок постоянного тока и др.

Преобразовательные установки для целей электролиза широко применяются в цветной металлургии для получения электролитических алюминия, свинца, меди и пр. В таких установках ток промышленной частоты напряжением 6–35 кВ, как правило, при помощи кремниевых выпрямителей преобразуется в постоянный ток необходимого по технологическим условиям напряжения (до 825 В).

Перерыв в питании электролизных установок не приводит к тяжелым авариям с повреждением основного оборудования и может быть допущен на несколько минут, а в некоторых случаях на несколько часов. Здесь перерыв питания связан в основном с невыпуском продукции. Однако вследствие обратной ЭДС электролизных ванн в некоторых случаях могут иметь место перемещения выделившихся металлов обратно в раствор ванны и, следовательно, дополнительная затрата электроэнергии на новое выделение этого же металла. Электролизные установки должны снабжаться электрической энергией как приемники 1-й категории, но допускающие кратковременные перерывы в питании. Режим работы электролизных установок дает достаточно равномерный и симметричный по фазам график нагрузки. Коэффициент мощности электролизных установок равен примерно 0,85–0,9. Особенностью электролизного процесса является необходимость поддержания постоянства выпрямленного тока, и в связи с этим возникает необходимость регулирования напряжения со стороны переменного тока.

Преобразовательные установки для внутрипромышленного электрического транспорта (откатка, подъем, различные виды перемещения грузов и т. п.) по мощности относительно невелики (от сотен до 2000–3000 кВт). Коэффициент мощности таких установок колеблется в пределах 0,7–0,8. Нагрузка на стороне переменного тока симметрична по фазам, но резко изменяется за счет пиков тока при рабо-

те тяговых электродвигателей Перерыв в питании приемников этой группы может повлечь за собой порчу продукции и даже оборудования (особенно на металлургических заводах). Прекращение работы транспорта вообще вызывает серьезные осложнения в работе предприятия, и поэтому эта группа потребителей должна снабжаться электроэнергией, как приемники 1-й или 2-й категории, допускающие кратковременный перерыв в питании. Питание этих установок производится переменным током промышленной частоты напряжением 0,4-35 кВ.

Преобразовательные установки для питания электрофильтров (с механическими выпрямителями) до 100–200 кВт имеют широкое применение для очистки газов. Питаются эти установки переменным током промышленной частоты от специальных трансформаторов, имеющих на первичной обмотке напряжение 6–10 кВ, а на вторичной до 110 кВ Коэффициент мощности этих установок равен 0,7-0,8. Нагрузка на стороне высокого напряжения симметрична и равномерна. Перерывы в питании допустимы, длительность их зависит от технологического процесса производства. В таких производствах, как химические заводы, эти установки могут быть отнесены к приемникам 1-й и 2-й категорий.

Электродвигатели производственных механизмов

Этот вид приемников встречается на всех промышленных предприятиях. Для электропривода современных станков применяются все виды двигателей. Мощность двигателей чрезвычайно разнообразна и изменяется от долей до сотен киловатт и больше. В станках, где требуются высокие частоты вращения и регулирование ее, применяются двигатели постоянного тока, питающиеся от выпрямительных установок. Напряжение сети 660–380/220 В с частотой 50 Гц. Коэффициент мощности колеблется в широких пределах в зависимости от технологического процесса. По надежности электроснабжения эта группа приемников относится, как правило, ко 2-й категории.

Электрические печи и электротермические установки

По способу превращения электрической энергии в тепловую можно разделить на:

- 1) печи сопротивления;
- 2) индукционные печи и установки;
- 3) дуговые электрические печи;
- 4) печи со смешанным нагревом.

1. Печи сопротивления по способу нагрева подразделяются на печи косвенного действия и печи прямого действия.

Нагрев материала в печах косвенного действия происходит за счет тепла, выделяемого нагревательными элементами при прохождении по ним электрического тока. Печи косвенного нагрева являются установками напряжением до 1000 В и питаются в большинстве случаев от сетей 380 В промышленной частоты 50 Гц. Печи выпускаются одно- и трехфазными мощностью от единиц до нескольких тысяч киловатт. Коэффициент мощности в большинстве случаев равен 1.

В печах прямого действия нагрев осуществляется теплом, выделяемым в нагреваемом изделии при прохождении по нему электрического тока. Печи выполняются одно- и трехфазными мощностью до 3000 кВт; питание осуществляется током промышленной частоты 50 Гц от сетей 380/220 В или через понижающие трансформаторы от сетей более высокого напряжения. Коэффициент мощности лежит в интервале от 0,7 до 0,9. Большинство печей сопротивления в отношении бесперебойности электроснабжения относится к приемникам электрической энергии 2-й категории.

2. Печи и установки индукционного и диэлектрического нагрева подразделяются на плавильные печи и установки для закалки и сквозного нагрева диэлектриков.

Расплавление металла в инерционных печах осуществляется теплом, возникающим в нем при прохождении индукционного тока.

Плавильные печи изготавливаются со стальным сердечником и без него.

Печи с сердечником применяются для плавления цветных металлов и их сплавов. Питание печей осуществляется током промышленной частоты 50 Гц напряжением 380 В и выше в зависимости от мощности. Печи с сердечником выпускаются одно-, двух- и трехфазными мощностью до 2000 кВА. Коэффициент мощности колеблется в пределах 0,2–0,8 (печи для плавки алюминия имеют $\cos(\varphi) = 0,2 - 0,4$, для плавки меди 0,6–0,8).

Печи без сердечника применяются для выплавки высококачественной стали и реже – цветных металлов. Питание промышленных печей без сердечника может быть осуществлено током промышленной частоты 50 Гц от сетей напряжением 380 В и выше и током повышенной частоты 500–10 000 Гц от тиристорных или электромашинных преобразователей. Приводные двигатели преобразователей питаются током промышленной частоты.

Печи выпускаются мощностью до 4500 кВА, коэффициент мощности их очень низок: от 0,05 до 0,25. Все плавильные печи относятся к приемникам электрической энергии 2-й категории.

Установки для закалки и сквозного нагрева в зависимости от назначения питаются при частотах от 50 Гц до сотен килогерц.

Питание установок повышенной и высокой частоты производится соответственно от тиристорных или машинных преобразователей индукторного типа и ламповых генераторов. Эти установки относятся к приемникам электрической энергии 2-й категории.

В установках для нагрева диэлектриков нагреваемый материал помещается в электрическое поле конденсатора и нагрев происходит за счет токов смещения. Эта группа установок широко применяется для клейки и сушки древесины, нагрева пресс порошков, пайки и сварки пластиков, стерилизации продуктов и т. п. Питание осуществляется током с частотой 20–40 МГц и выше. В отношении бесперебойности электроснабжения установки для нагрева диэлектриков относятся к приемникам электрической энергии 2-й категории.

3. Дуговые электрические печи по способу нагрева разделяются на печи прямого и косвенного действия.

В печах прямого действия нагрев и расплавление металла осуществляются теплом, выделяемым электрической дугой, горячей между электродом и расплавляемым металлом. Дуговые печи прямого действия подразделяются на ряд типов, характерными из которых являются сталеплавильные и вакуумные.

Сталеплавильные печи питаются током промышленной частоты напряжением 6–110 В через понижающие трансформаторы. Печи выпускаются трехфазными мощностью до 45000 кВА в единице. Коэффициент мощности 0,85–0,9. В процессе работы в период расплавления шихты в дуговых сталеплавильных печах происходят частые эксплуатационные короткие замыкания (КЗ) Ток эксплуатационного к.з. превышает номинальный в 2,5–3,5 раза. Короткие замыкания вызывают снижение напряжения на шинах подстанции, что отрицательно сказывается на работе других приемников электрической энергии. В связи с этим совместная работа дуговых печей и других потребителей от общей подстанции допустима в том случае, если при питании от мощной энергосистемы суммарная мощность печей не превышает 40 % мощности понизительной подстанции, а при питании от маломощной системы 15–20 %.

Вакуумные дуговые печи выполняются мощностью до 2000 кВт. Питание осуществляется постоянным током напряжением 30–40 В. В качестве источников электрической энергии применяются электромашинные преобразователи и полупроводниковые выпрямители, включаемые в сеть переменного тока 50 Гц.

Нагрев металла в печах косвенного действия осуществляется теплом, выделяемым электрической дугой, горящей между угольными электродами. Дуговые печи косвенного нагрева нашли применение для выплавки меди и ее сплавов. Мощность печей сравнительно невелика (до 500 кВА); питание производится током промышленной частоты 50 Гц от специальных печных трансформаторов. В отношении бесперебойности электроснабжения эти печи относятся к приемникам электрической энергии 1-й категории, допускающим кратковременные перерывы в питании.

4. Электрические печи со смешанным нагревом можно разделить на рудотермические и печи электрошлакового переплава.

В рудотермических печах материал нагревается теплом, которое выделяется при прохождении электрического тока по шихте и горении дуги. Печи применяются для получения ферросплавов, корунда, выплавки чугуна, свинца, возгонки фосфора, выплавки медного и медно-никелевого штейна. Питание осуществляется током промышленной частоты через понижающие трансформаторы. Мощность некоторых печей очень велика, до 100 МВА (печь для возгонки желтого фосфора). Коэффициент мощности 0,85–0,92. В отношении бесперебойности электроснабжения печи для рудотермических процессов относятся к приемникам электрической энергии 2-й категории.

В печах электрошлакового переплава нагрев осуществляется за счет тепла, выделяющегося в шлаке при прохождении по нему тока. Расплавление шлака производится теплом электрической дуги. Электрошлаковый переплав применяется для получения высококачественных сталей и специальных сплавов. Питание печей осуществляется током промышленной частоты 50 Гц через понижающие трансформаторы, обычно от сетей 6–10 кВ со вторичным напряжением 4–60 В. Печи выполняются, как правило, однофазными, но могут быть и трехфазными. Коэффициент мощности 0,85–0,95. В отношении надежности электроснабжения печи электрошлакового переплава относятся к приемникам электрической энергии 1-й категории.

Электросварочные установки

Как приемники делятся на установки, работающие на переменном и постоянном токе. Технологически сварка делится на дуговую и контактную, по способу производства работ – на ручную и автоматическую.

Электросварочные агрегаты постоянного тока состоят из двигателя переменного тока и сварочного генератора постоянного тока. При такой системе сварочная нагрузка распределяется по трем фазам в питающей сети переменного тока равномерно, но график ее остается переменным. Коэффициент мощности таких установок при номинальном режиме работы составляет 0,7–0,8; при холостом ходе коэффициент мощности снижается до 0,4. Среди сварочных агрегатов постоянного тока имеются и выпрямительные установки.

Электросварочные установки переменного тока работают на промышленной частоте переменного тока 50 Гц и представляют собой однофазную нагрузку в виде сварочных трансформаторов для дуговой сварки и сварочных аппаратов контактной сварки. Сварка на переменном токе дает однофазную нагрузку с повторно-кратковременным режимом работы, неравномерной нагрузкой фаз и, как правило, низким коэффициентом мощности (0,3–0,35 для дуговой и 0,4–0,7 для контактной сварки). Сварочные установки питаются от сетей напряжением 380–220 В. Сварочные трансформаторы на строительномонтажных площадках характеризуются частыми перемещениями в питающей сети. С точки зрения надежности питания, сварочные установки относятся к приемникам электрической энергии 2-й категории.

Тема 2 ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК И ИХ ХАРАКТЕРИСТИКИ

2.1. Графики электрических нагрузок

Под нагрузкой в данный момент времени понимается ее действующее значение, показываемое измерительным прибором с достаточно малой инерцией, например стрелочным амперметром.

Рассматривают три вида нагрузок:

- по току I ;
- по активной P мощности;
- по реактивной Q мощности.

Кривая изменения нагрузки во времени $I(t)$, $P(t)$ или $Q(t)$ называется *графиком нагрузки*.

Различают графики нагрузки:

- индивидуальные;
- групповые.

Индивидуальные графики нагрузки создаются отдельными электроприемниками и обозначаются строчными символами: $i(t)$, $p(t)$, $q(t)$.

Для большинства заводских электроприемников характерна цикличность их работы, обусловленная многократным повторением операций комплексного технологического процесса. Вследствие этого индивидуальные графики обладают регулярностью, которую необходимо учитывать при исследовании и расчетах нагрузок.

Различают три основных характерных режима работы электроприемников, от которых зависит форма графиков нагрузки:

- продолжительный;
- кратковременный;
- повторно-кратковременный (ПКР).

В свою очередь электроприемники продолжительного режима работы делят на две разновидности по виду графиков нагрузки:

а) электроприемники с непрерывным режимом работы (большинство вентиляторов, насосов, компрессоров, электролизные установки и др.);

б) электроприемники, которые в процессе технологического цикла отключаются (неоднородный режим работы).

На рис. 2.1 приведены графики нагрузки и изменения температуры нагрева частей электроприемника при различных режимах работы.

Продолжительный режим работы электроприемника соответствует номинальной неизменной нагрузке, продолжающейся столь долго, что температура τ его частей достигает установившихся значений (рис. 2.1). Установившейся температурой считается температура, изменение которой в течение 1 ч не превышает 1°C .

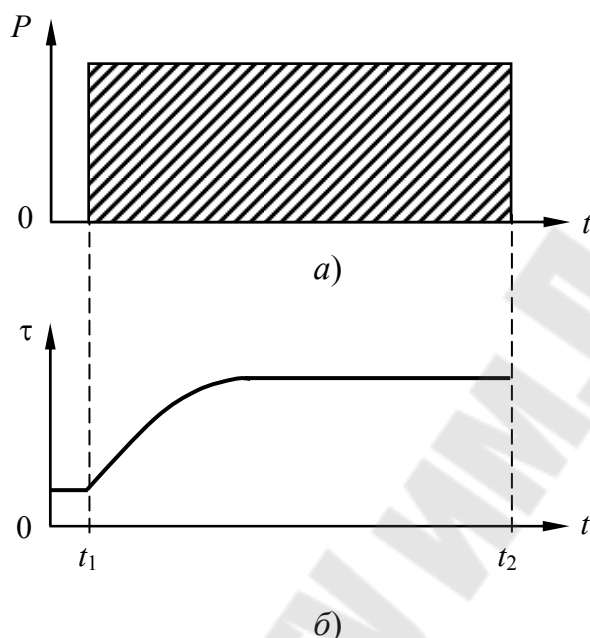


Рис. 2.1. Продолжительный режим работы электроприемника:
а – графики нагрузки; б – изменения температуры нагрева частей электроприемника

Кратковременный режим работы электроприемника (рис. 2.2) характеризуется тем, что он работает при номинальной мощности в течение времени, за которое его температура не успевает достичь установившейся. При отключении электроприемник длительно не работает и его температура снижается до температуры окружающей среды.

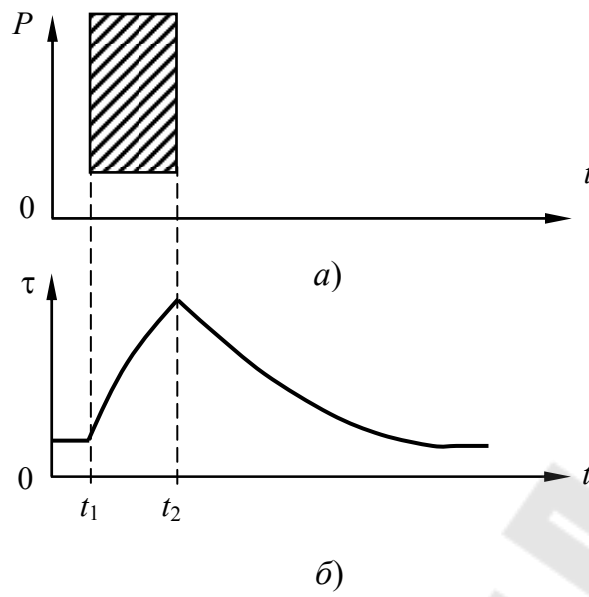


Рис. 2.2. Кратковременный режим работы электроприемника: *a* – графики нагрузки; *б* – изменения температуры нагрева частей электроприемника

Повторно-кратковременный режим работы электроприемника – это такой режим, при котором кратковременные рабочие периоды номинальной нагрузки чередуются с паузами (рис. 2.3).

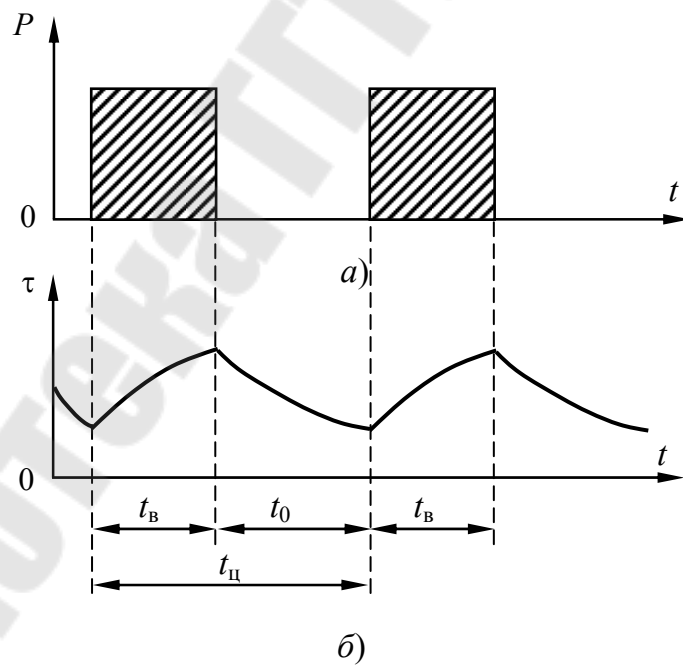


Рис. 2.3. Повторно-кратковременный режим работы электроприемника (ПКР): *a* – графики нагрузки; *б* – изменения температуры нагрева частей электроприемника

Продолжительность рабочих периодов и пауз не настолько велика, чтобы перегревы отдельных частей электроприемника при неизменной температуре окружающей среды могли достигнуть установленных значений. При повторно-кратковременном режиме работы электроприемник можно сильнее нагружать, чем при продолжительном номинальном режиме.

Повторно-кратковременный режим работы характеризуется продолжительностью включения (ПВ), равной отношению времени включения $t_{\text{в}}$ к времени всего цикла $t_{\text{ц}}$:

$$\text{ПВ} = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{о}} + t_{\text{в}}} 100 = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{ц}}} 100, \% , \quad (2.1)$$

где $t_{\text{о}}$ – продолжительность отключения (паузы).

Значение $t_{\text{ц}}$ при ПКР не должно превышать 10 мин.

Электротехническая промышленность выпускает оборудование со стандартными значениями ПВ, равными 15, 25, 40 и 60 %.

Фактические значения ПВ в процессе работы изменяются в значительных пределах. Соотношение между мощностями P_1 и P_2 электроустановки, работающей в повторно-кратковременном режиме при соответствующих ПВ_1 и ПВ_2 имеет вид:

$$P_1 \cdot \sqrt{\text{ПВ}_1} = P_2 \cdot \sqrt{\text{ПВ}_2} = P_{\text{прод}} , \quad (2.2)$$

где $P_{\text{прод}}$ – мощность, соответствующая продолжительному режиму работы ($\text{ПВ} = 100\%$).

Электроприемники продолжительного режима характеризуются коэффициентом включения, о. е.:

$$k_{\text{в}} = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{в}} + t_{\text{п}}} = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{ц}}} . \quad (2.3)$$

Величина $t_{\text{ц}}$ при продолжительном режиме должна быть более 10 мин.

По виду изменения нагрузки, времени включения $t_{\text{в}}$ и пауз $t_{\text{п}}$ индивидуальные графики делятся на:

- периодические;
- циклические;
- нециклические;
- нерегулярные.

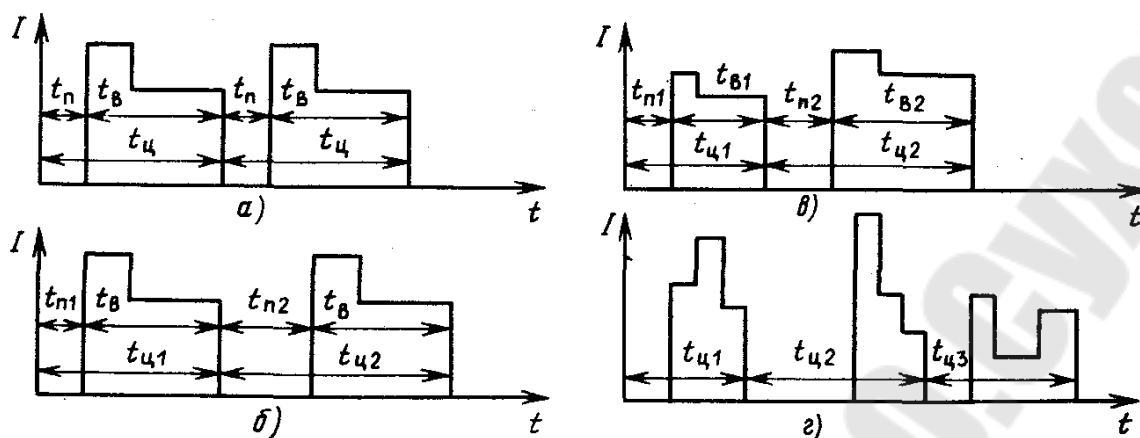


Рис. 2.4. Индивидуальные графики нагрузки различных типов

Периодические графики (рис. 2.4, а) отвечают строго ритмичному производству с одинаковыми токами и временами $t_{\text{п}}$, $t_{\text{в}}$, $t_{\text{ц}}$ за разные циклы. Такие графики имеют, например, отдельные станки в автоматических поточных линиях.

Циклические графики (рис. 2.4, б) характерны для электроприемников поточных линий, где имеются ручные операции, например, установка, подгонка деталей, их съем и т. д. Времена пауз $t_{\text{п}}$ и циклов $t_{\text{ц}}$ у таких графиков за разные циклы неравны и изменяются по случайному закону.

Нециклические графики (рис. 2.4, в) имеют электроприемники, когда выполняемые ими операции строго не регламентированы, например, станки на ремонтных участках. В этом случае случайными являются все времена $t_{\text{п}}$, $t_{\text{в}}$ и $t_{\text{ц}}$, меняется и величина нагрузки от цикла к циклу. При этом нециклический график, подобно периодическому и циклическому, характеризуется стабильностью потребления электроэнергии за среднее время цикла.

Нерегулярные графики (рис. 2.4, з) встречаются редко. Их имеют электроприемники, которые обслуживают технологические процессы с неустановившимся характером. При этом условие стабильности потребления электроэнергии уже не соблюдается. Например, электропривод для бурения скважин большой глубины будет создавать нерегулярный график нагрузки, так как твердость породы и ее толщина все время меняются.

2.2. Основные показатели графиков электрических нагрузок

Основными безразмерными показателями индивидуальных графиков нагрузки являются:

- коэффициент загрузки k_3 ;
- коэффициент включения k_v ;
- продолжительность включения ПВ;
- коэффициент использования мощности $k_{и}$;
- коэффициент спроса k_c ;
- коэффициент максимума k_{\max} ;
- коэффициент заполнения графика $k_{з.г}$;
- коэффициент формы k_{ϕ} .

Коэффициент загрузки для электроприемников с длительным режимом работы определяется по выражению

$$k_3 = p_{\text{ср.в}} / p_{\text{ном}}, \quad (2.4)$$

где $p_{\text{ср.в}}$ – средняя нагрузка электроприемника за время его включения в течение цикла работы $t_{\text{ц}}$.

Для электроприемников работающих в импульсном и повторно-кратковременном режимах, k_3 правильнее определять по выражению:

$$k_3 = \frac{i_{\text{ср.в}}}{i_{\text{пасп}}} \approx \frac{P_{\text{ср.в}}}{P_{\text{пасп}}} \approx \frac{S_{\text{ср.в}}}{S_{\text{пасп}}}, \quad (2.5)$$

где $i_{\text{пасп}}$, $P_{\text{пасп}}$, $S_{\text{пасп}}$ – паспортные ток и мощности электроприемников;

$i_{\text{ср.в}}$, $P_{\text{ср.в}}$, $S_{\text{ср.в}}$ – средние ток и мощности за время включения.

Коэффициент загрузки электроприемников с импульсным и повторно-кратковременным режимами может достигать до трех, так как эти электроприемники часто работают с фактической продолжительностью включения, много меньшей паспортной.

Коэффициент загрузки является важной характеристикой режима работы электроприемника, которая влияет на его КПД, а также на потери мощности и энергии. Знание этой характеристики необходимо также для расчета электрических нагрузок, показателей качества электроэнергии др. На величину k_3 влияет много факторов, поэтому для определения общих закономерностей изменения этого показателя необходимо применение теории вероятностей.

Коэффициент включения характеризует использование электроприемников по времени и определяется по выражению (2.3):

$$k_B = \frac{t_B}{t_B + t_{\Pi}} = \frac{t_B}{t_{\Sigma}}. \quad (2.6)$$

Продолжительность включения. Этот показатель применяется для характеристики использования по времени электроприемников повторно-кратковременного и импульсного режимов работы. Его величина определяется по формуле (2.1):

$$ПВ = \frac{t_B}{t_o + t_B} 100 = \frac{t_B}{t_{\Sigma}} 100. \quad (2.7)$$

Коэффициент использования характеризует использование электроприемника по мощности и по времени и определяется по выражению

$$k_{\text{и}} = \frac{P_{\text{ср.ц}}}{P_{\text{ном}}} = k_3 \cdot k_B = \frac{W_{\text{ц}}}{t_{\text{ц}} \cdot P_{\text{ном}}}, \quad (2.8)$$

где $P_{\text{ср.ц}}$ – средняя нагрузка за цикл работы электроприемника; $W_{\text{ц}}$ – потребление активной энергии электроприемником за цикл.

Коэффициент формы характеризует неравномерность графика нагрузки во времени за цикл и определяется по выражению

$$k_{\text{ф}} = \frac{P_{\text{ср.кв}}}{P_{\text{ср.ц}}}. \quad (2.9)$$

Наименьшее, равное единице значение $k_{\text{ф}}$ принимает при неизменной во времени нагрузке.

Для групповых графиков нагрузки основными безразмерными показателями являются: коэффициент использования мощности $K_{\text{и}}$, коэффициент максимума K_{max} и коэффициент заполнения графика $K_{3,Г}$, коэффициент формы графика $K_{\text{ф}}$, коэффициент спроса $K_{\text{с}}$.

Групповой коэффициент использования в действующих установках определяется по показаниям счетчиков за смену:

$$K_{\text{и}} = \frac{W_{\text{см}}}{t_{\text{см}} \sum_1^n P_{\text{ном}_i}}. \quad (2.10)$$

При проектировании групповой коэффициент использования можно определить через индивидуальные $k_{и}$:

$$K_{и} = \frac{\sum_1^n k_{и_i} \cdot P_{пасп_i}}{\sum_1^n P_{пасп_i}}. \quad (2.11)$$

Коэффициент максимума определяется по выражению

$$K_{max} = \frac{P_p}{P_{cp}}, \quad (2.12)$$

где P_p – расчетный получасовой максимум нагрузки или P_{max} .

Коэффициент заполнения графика определяется по выражению

$$K_{з.г} = \frac{1}{K_{max}} = \frac{P_{cp}}{P_p}. \quad (2.13)$$

Коэффициент спроса определяется по выражению

$$K_c = \frac{P_p}{\sum_1^n P_{пасп_i}} = K_{и} \cdot K_{max}. \quad (2.14)$$

Значения K_c для различных потребителей электроэнергии приводятся в справочной литературе.

Групповой коэффициент формы графика нагрузки

$$K_{\phi} = \frac{P_{cp.kв}}{P_{cp}}. \quad (2.15)$$

Вспомогательными безразмерными величинами являются:

- коэффициент сменности по энергоиспользованию нагрузки $K_{эи}$;
- коэффициент разновременности максимумов (совмещение максимумов) $K_{p,max}$;
- коэффициент одновременности K_o ;
- коэффициенты дневного K_d и вечернего K_B ;
- коэффициент сезонности $K_{сез}$;
- коэффициент роста нагрузок K_p ;

Коэффициент сменности по энергоиспользованию нагрузки. Величину расчетной нагрузки и все расчетные коэффициенты обычно определяют за наиболее загруженную смену. В другие смены нагрузки будут меньше, что необходимо учитывать при определении действительного расхода электроэнергии за год коэффициентом $K_{эи}$.

$$K_{эи} = \frac{W_r}{P_{см} T_r}, \quad (2.16)$$

где W_r – годовой расход электроэнергии; T_r – годовая продолжительность расхода электроэнергии.

Коэффициент разновременности максимумов (совмещение максимумов).

Если расчетная нагрузка узла P_{Σ} определяется суммированием расчетных нагрузок отдельных групп потребителей (P_{max}), то для учета разновременности максимумов отдельных групп с общим максимумом вводят коэффициент $K_{p.max}$

$$K_{p.max} = \frac{P_{\Sigma}}{P_{max_i}}, \quad (2.17)$$

величина которого, в зависимости от рассматриваемого узла, лежит в пределах 0,8–1,0.

Коэффициент одновременности. Этот коэффициент используется при расчете электрических нагрузок сельских потребителей. При большом числе ЭП никогда не бывает, чтобы все они работали одновременно. Поэтому расчетную мощность группы однородных потребителей на вводе в помещение определяют как арифметическую сумму присоединенных мощностей ЭП, умноженную на коэффициент одновременности.

$$K_o \leq 1.$$

Коэффициенты дневного K_d и вечернего K_v представляют собой отношение соответственно расчетной дневной и вечерней нагрузки к максимальной из них.

Коэффициент сезонности $K_{сез}$ – Это отношение максимума нагрузок данного сезона (K_3, K_v, K_d, K_o), соответственно, зимнего, весеннего, летнего, осеннего к годовому максимуму.

Коэффициент роста нагрузок K_p представляет собой отношение расчетной нагрузки существующих подстанций 10/0,4 кВ на расчетный год к существующей нагрузке ТП в исходном году.

Тема 3

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Для характеристики графиков используют следующие величины:

- номинальная мощность электроприемников;
- расчетная нагрузка;
- средняя нагрузка за время t ;
- среднеквадратичная (эффективная) нагрузка;
- пиковая нагрузка $I_{\text{п}}$ ($P_{\text{п}}$).

Номинальная мощность электроприемников – величина, как правило, заранее известна. Номинальная мощность электроприемников всегда относится к длительному режиму их работы ($\text{ПВ} = 100\%$).

Для электродвигателей номинальная мощность – это механическая мощность на валу $p_{\text{ном}}$, кВт. Номинальной мощностью плавильных электропечей, выпрямителей, преобразователей и сварочных машин является мощность питающих их трансформаторов $s_{\text{ном}}$, кВ · А. Номинальной мощностью для печей сопротивления и осветительных электроприемников является мощность, потребляемая этими установками из сети, кВт.

Для электроприемников, работающих в ПКР, номинальная мощность определяется по выражениям:

$$\begin{aligned} p_{\text{ном}} &= p_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}_{\text{пасп}}} ; \\ s_{\text{ном}} &= s_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}_{\text{пасп}}} ; \\ q_{\text{ном}} &= q_{\text{пасп}} \sqrt{\text{ПВ}_{\text{пасп}}} \cdot \sin \varphi_{\text{ном}} . \end{aligned} \quad (3.1)$$

Номинальные токи определяют по выражениям:

$$\begin{aligned} i_{\text{ном}} &= \frac{p_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \cos \varphi_{\text{н}}} ; \\ i_{\text{ном}} &= \frac{s_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} . \end{aligned} \quad (3.2)$$

Групповые графики нагрузки создаются группами электроприемников и обозначаются прописными символами: $I(t)$, $P(t)$, $Q(t)$.

Графики электрической нагрузки отображают режим работы электроприемников и потребителей электроэнергии и характеризуются физическими величинами и безразмерными коэффициентами.

- Расчетная нагрузка.
- Средняя нагрузка за время t .
- Среднеквадратичная (эффективная) нагрузка.
- Пиковая нагрузка ($P_{п}$).

Расчетная нагрузка. Для каждого сечения проводников, кабелей и шинпроводов в зависимости от условий их прокладки указывается неизменная во времени длительно допустимая по условиям их нагрева нагрузка $I_{д.доп}$. Для выбора сечения проводников по графику переменной нагрузки график необходимо сначала заменить эквивалентным по эффектам нагрева простейшим графиком

$$I = \text{const} = I_p,$$

где I_p и есть расчетная нагрузка для данного графика.

Следует различать две величины расчетной нагрузки:

I_{p1} – по максимуму температуры нагрева проводника;

I_{p2} – по тепловому износу его изоляции.

Расчетной нагрузкой по максимуму температуры нагрева называется такая неизменная во времени нагрузка I_{p1} , которая вызывает в проводнике тот же максимальный перегрев над окружающей температурой, что и заданная переменная нагрузка $I(t)$.

Расчетной нагрузкой по тепловому износу изоляции называется такая неизменная во времени нагрузка I_{p2} , которая вызывает в проводнике ту же величину теплового износа изоляции, что и заданная переменная нагрузка $I(t)$.

Расчетной нагрузкой I_p для данного графика $I(t)$ называется наибольшая из отвечающих ему величин I_{p1} и I_{p2} .

Из-за отсутствия в справочной литературе ряда показателей, необходимых для правильного расчета теплового износа изоляции разных видов на практике в качестве расчетной нагрузки принимается I_{p1} .

Расчетные активная P_p , реактивная Q_p и полная S_p мощности определяются по выражениям:

$$P_p = \sqrt{3} I_p \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi_p; \quad (3.3)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi_p; \quad (3.4)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (3.5)$$

Из-за сложности определения расчетных $\cos \varphi_p$ и $\operatorname{tg} \varphi_p$ допускается их принимать равными средним:

$$\cos \varphi_p = \cos \varphi_{\text{ср}}; \quad \operatorname{tg} \varphi_p = \operatorname{tg} \varphi_{\text{ср}}. \quad (3.6)$$

Средние значения $\cos \varphi_p$ и $\operatorname{tg} \varphi_p$ определяются по справочным данным, полученным для характерных групп электроприемников.

Средняя нагрузка за время t представляет собой постоянную во времени нагрузку, обеспечивающую такой же расход электроэнергии, что и реальная изменяющаяся за это же время нагрузка.

Для действующих промышленных предприятий определяется по показаниям счетчиков электрической энергии по формулам:

$$P_{\text{ср}} = \frac{W_t}{t}; \quad Q_{\text{ср}} = \frac{V_t}{t}; \quad (3.7)$$

$$S_{\text{ср}} = \sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}; \quad I_{\text{ср}} = \frac{S_{\text{ср}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}, \quad (3.8)$$

где W_t и V_t – активная и реактивная энергия соответственно за время t (цикл, смена, месяц, год).

При заданном графике нагрузки за время t средняя активная нагрузка определяется как:

$$P_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i \cdot \Delta t_i}{t}; \quad (3.9)$$

где P_i – усредненная за интервал времени Δt_i активная нагрузка; m – количество интервалов усреднения графика нагрузки.

Среднеквадратичная (эффeктивная) нагрузка за время t представляет собой постоянную во времени нагрузку, обеспечивающую такие же потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения, что и реальная изменяющаяся за это же время нагрузка. При заданном графике нагрузки за время t определяется по выражению

$$P_{\text{ср.кв}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_t^2 \cdot \Delta t_i}{t}. \quad (3.10)$$

Пиковая нагрузка $I_{\text{п}} (P_{\text{п}})$ представляет собой кратковременные максимальные значения графика нагрузки, которые необходимо знать для определения параметров срабатывания коммутационно-защитной аппаратуры. Пиковая нагрузка образуется при включении (пуске) электроприемников (электроприемники с электродвигателями и др.), а также при работе электроприемников с резкопеременной и импульсной нагрузкой и при совпадении времени работы таких электроприемников.

Пиковый ток

$$I_{\text{пик}} = i_{\text{п.макс}} + (I_{\text{р}} - k_{\text{и}} \cdot i_{\text{н.макс}}), \quad (3.11)$$

где $i_{\text{п.макс}}$ – наибольший из пусковых токов двигателей в группе; $I_{\text{р}}$ – максимальный ток группы электроприемников; $i_{\text{н.макс}}$ – номинальный ток электродвигателя с наибольшим пусковым током; $k_{\text{и}}$ – коэффициент использования мощности электродвигателя с наибольшим пусковым током.

Тема 4

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСЧЕТНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ

4.1. Общие сведения о методах расчета электрических нагрузок

Расчет ожидаемых электрических нагрузок является одним из основных этапов проектирования систем электроснабжения.

Правильное определение электрических нагрузок является важной задачей, так как способствует обоснованному выбору любого элемента электроснабжения с точки зрения допустимого нагрева.

В системе электроснабжения промышленного предприятия существует несколько характерных мест определения расчетных электрических нагрузок. Рассмотрим эти характерные места на схеме, изображенной на рис. 3.1.

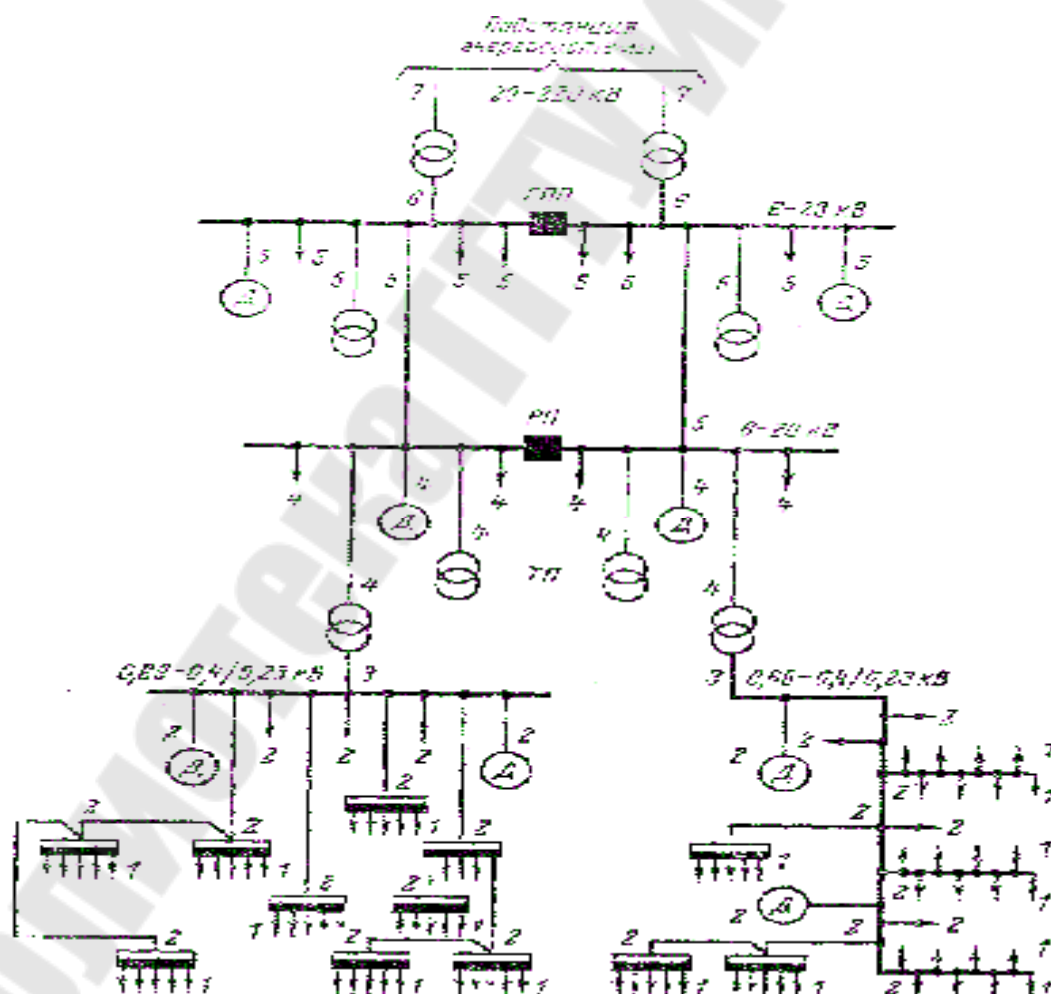


Рис. 4.1. Характерные точки расчетных электрических нагрузок

1. Определение расчетной нагрузки, создаваемой одним приемником напряжением до 1000 В (нагрузка 1). Определение этой нагрузки необходимо для выбора сечения провода или кабеля, отходящего к данному приемнику, и аппарата, при помощи которого производится присоединение приемника к силовому распределительному шкафу или распределительной линии.

2. Определение расчетной нагрузки, создаваемой группой приемников напряжением до 1000 В (нагрузка 2). Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечения радиальной линии или распределительной магистрали, питающих данную группу приемников, и аппарата, присоединяющего данную группу приемников к главному силовому распределительному шкафу или питающей магистрали в схеме блока трансформатор – магистраль.

3. Определение расчетной нагрузки, создаваемой на шинах низшего напряжения 0,69–0,4/0,23 кВ цеховой трансформаторной подстанции (ТП) отдельными крупными приемниками или силовыми распределительными шкафами, питающими отдельные приемники или группы приемников (нагрузка 3). Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечения линий, отходящих от шин 0,69 или 0,4/0,23 кВ цеховой ТП и питающих указанные выше приемники, и аппарата присоединения отходящих линий к шинам низшего напряжения цеховой ТП.

4. Определение общей расчетной нагрузки на шинах низшего напряжения ТП или главной магистрали системы питания блока трансформатор–магистраль (нагрузка 4). Определение данной нагрузки необходимо для выбора числа и мощности цеховых трансформаторов, сечения и материала шин цеховой ТП или главной магистрали и отключающих аппаратов, устанавливаемых на стороне низшего напряжения цеховых трансформаторов.

5. Определение расчетной нагрузки, создаваемой на шинах 6–20 кВ распределительных пунктов РП отдельными приемками или отдельными цеховыми трансформаторами с учетом потерь в трансформаторах (нагрузка 5).

Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечения проводов линий, отходящих от шин РП и питающих цеховые трансформаторы и приемники высокого напряжения, и отключающих аппаратов, устанавливаемых на этих линиях.

6. Определение общей расчетной нагрузки на шинах каждой секции РП (нагрузка 6). Определение данной нагрузки необходимо

для выбора сечения и материала шин 6–20 кВ РП, сечения линий, питающих каждую из секций шин РП, и отключающей аппаратуры со стороны шин главной понизительной подстанции (ГПП).

7. Определение общей расчетной нагрузки на шинах 6–20 кВ каждой секции ГПП (нагрузка 7). Определение данной нагрузки необходимо для выбора числа и мощности понизительных трансформаторов, устанавливаемых на ГПП, выбора сечения и материала шин ГПП и отключающих аппаратов, устанавливаемых на стороне низшего напряжения 6–20 кВ трансформаторов ГПП.

8. Определение расчетной нагрузки на стороне высшего напряжения 35–220 кВ трансформатора ГПП с учетом потерь в трансформаторе. Определение данной нагрузки необходимо для выбора сечения линий, питающих трансформаторы ГПП, и аппаратов присоединения трансформаторов и питающих их линий.

В зависимости от места определения расчетных нагрузок и стадии проектирования применяются и методы их подсчета, более точные или упрощенные.

При определении расчетных нагрузок нужно учитывать следующее:

1. Графики нагрузок цехов или всего промышленного предприятия изменяются во времени, растут и по мере совершенствования техники производства выравниваются (коэффициент заполнения графика нагрузок повышается).

2. Постоянное совершенствование производства (автоматизация и механизация производственных процессов) увеличивает расход электрической энергии, потребляемой предприятием.

3. При проектировании системы электроснабжения необходимо учитывать перспективы развития производства и, следовательно, перспективный рост электрических нагрузок предприятия на ближайшие 10 лет.

Основные методы определения расчетных (ожидаемых) электрических нагрузок, применяемые в настоящее время в практике проектирования электроснабжения промышленных предприятий, могут быть разделены на две группы:

1. Метод, определяющий расчетную нагрузку путем умножения установленной мощности на коэффициент, меньший единицы:

$$P_p = K_1 \cdot P_{\text{ном}}$$

2. Методы, определяющие расчетную нагрузку путем умножения средней нагрузки на коэффициент, больший или равный единице:

$$P_p = K_2 \cdot P_{cp},$$

либо путем добавления к средней нагрузке некоторой величины, характеризующей отклонение расчетной нагрузки от средней:

$$P_p = P_{cp} + \beta \cdot \sigma,$$

где P_{cp} – средняя нагрузка; β – принятая кратность меры рассеивания; σ – среднеквадратичное отклонение.

К основным методам определения расчетных электрических нагрузок относятся:

- метод упорядоченных диаграмм;
- статистический метод;
- метод коэффициента спроса.

К вспомогательным методам определения расчетных электрических нагрузок относятся:

- метод удельного расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции или работы;
- метод удельной мощности на единицу площади;
- метод средней мощности и коэффициента формы.

4.2. Метод упорядоченных диаграмм

К основным методам определения расчетных электрических нагрузок относится метод упорядоченных диаграмм, предложенный профессором Каяловым Г. М. Метод упорядоченных диаграмм используется, как правило, на стадии проектирования электроснабжения, когда неизвестны графики электрических нагрузок.

Сущность метода упорядоченных диаграмм заключается в установлении связи между расчетной мощностью нагрузки и показателями режима работы отдельных электроприемников. Эта зависимость получена на основании систематического применения кривых распределения или упорядоченных диаграмм для значений групповой нагрузки. Диаграммы определяются из опыта для наиболее загруженных смен каждого отдельного приемника электрической энергии. Расчет электрических нагрузок для сетей напряжением до 1 кВ производится для каждого узла питания (распределительного пункта, шкафа, сборки, распределительного шинпровода, щита станций управления, троллея, магистрального шинпровода, цеховой трансформаторной подстанции), а также по цеху, корпусу в целом.

Резервные электроприемники, ремонтные сварочные трансформаторы и другие ремонтные электроприемники, а также электропри-

емники, работающие кратковременно (пожарные насосы, задвижки, вентили и т. п.), при подсчете расчетной мощности не учитываются (за исключением случаев, когда мощности пожарных насосов и других противоаварийных электроприемников определяют выбор элементов системы электроснабжения).

Для многодвигательных приводов учитывается наибольшая сумма номинальных мощностей одновременно работающих электродвигателей данного привода. Если в числе этих двигателей имеются одновременно включаемые (с идентичным режимом работы), то они учитываются в расчете как один электроприемник с номинальной мощностью, равной сумме номинальных мощностей одновременно работающих двигателей. Для электродвигателей с повторно-кратковременным режимом работы их номинальная (паспортная) мощность не приводится к длительному режиму (ПВ = 100 %).

При наличии в справочных материалах интервальных значений $k_{и}$ следует для расчета принимать наибольшее значение. Значения $k_{и}$ должны быть определены из условия, что вероятность превышения фактической средней мощности над расчетной для характерной категории электроприемников должна быть не более 0,05.

Согласно методу упорядоченных диаграмм активная расчетная нагрузка при количестве электроприемников в группе более трех определяется как

$$P_p = K_p \cdot P_{см} = K_p \cdot K_{и} \cdot P_{уст}, \quad (4.1)$$

где $P_{уст}$ – установленная мощность группы электроприемников:

$$P_{уст} = \sum_1^n P_{пасп_i}; \quad (4.2)$$

$K_{и}$ – групповой коэффициент использования:

$$P_{уст} = \frac{\sum_1^n P_{пасп_i} \cdot k_{и_i}}{\sum_1^n P_{пасп_i}}; \quad (4.3)$$

K_p – коэффициент расчетной мощности, зависит от эффективного числа электроприемников $n_э$ и группового (средневзвешенного) коэффициента использования $K_{и}$, а также от постоянной времени нагрева сети T_0 , на которую рассчитывается электрическая нагрузка:

$$K_p = f(K_{и}; n_э; T_0). \quad (4.4)$$

Эффективное количество электроприемников в группе:

$$n_э = \frac{P_{уст}^2}{\sum_1^n P_{пасп_i}^2}. \quad (4.5)$$

Для определения значений K_p существуют номограммы, в которых приняты следующие постоянные времени нагрева:

- 1) $T_0 = 10$ мин – для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты (табл. 4.1);
- 2) $T_0 = 2,5$ ч – для магистральных шинопроводов, вводно-распределительных устройств и цеховых трансформаторов (табл. 4.2);
- 3) $T_0 = 30$ мин – для кабелей напряжением 6 кВ и выше, питающих цеховые трансформаторные подстанции и распределительные устройства. Расчетная мощность нагрузки для этих элементов определяется при $K_p = 1$.

В случае, когда расчетная мощность P_p , определенная по выражению (4.1), окажется меньше номинальной наиболее мощного электроприемника в группе рн.мах, следует принимать $P_p = p_{н.мах}$.

Для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты расчетная реактивная мощность нагрузки определяется по формуле:

$$Q_p = K_{м.р} \cdot P_{см} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (4.6)$$

где $K_{м.р}$ – коэффициент расчетной реактивной нагрузки. Для питающих сетей напряжением до 1 кВ определяется в зависимости от $n_э$:

$$- \text{при } n_э \leq 10 - K_{м.р} = 1,1; \text{ при } n_э > 10 - K_{м.р} = 1; \quad (4.7)$$

$\text{tg}\varphi$ – средневзвешенный коэффициент реактивной мощности группы электроприемников:

$$\text{tg}\varphi = \frac{\sum_1^n p_{н_i} \cdot \text{tg}\varphi_i}{\sum_1^n p_{н_i}}; \quad (4.8)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_i$ – справочное значение коэффициента реактивной мощности характерной категории электроприемников, к которой относится i -й электроприемник в группе (табл. 4.4).

Для магистральных шинопроводов, вводно-распределительных устройств и на шинах цеховых трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности нагрузки в целом по цеху, корпусу, предприятию:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi. \quad (4.9)$$

Расчетный ток группы электроприемников:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3}U_H}. \quad (4.10)$$

Расчет электрических нагрузок на напряжении выше 1 кВ производится в целом аналогично. При этом в зависимости от числа присоединений к распределительному устройству высокого напряжения и группового коэффициента использования $K_{\text{г}}$, определяется значение коэффициента одновременности K_0 (табл. 4.3).

Расчетная мощность нагрузки определяется по выражениям:

$$P_p = K_0 \cdot \sum k_{\text{г}} \cdot p_{\text{г}}; \quad (4.11)$$

$$Q_p = K_0 \cdot \sum k_{\text{г}} \cdot p_{\text{г}} \cdot \operatorname{tg}\varphi; \quad (4.12)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (4.13)$$

Результирующая нагрузка на стороне высокого напряжения определяется с учетом средств компенсации реактивной мощности и потерь мощности в трансформаторах.

Таблица 4.1

**Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p для питающих сетей
напряжением до 1000 В ($T_0 = 10$ мин)**

n_s	Коэффициент использования $K_{и}$								
	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	1,0
2	6,22	4,33	3,39	2,45	1,98	1,60	1,33	1,14	1,0
3	4,05	2,89	2,31	1,74	1,45	1,34	1,22	1,14	1,0
4	3,24	2,35	1,91	1,47	1,25	1,21	1,12	1,06	1,0
5	2,84	2,09	1,72	1,35	1,16	1,16	1,08	1,03	1,0
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,11	1,13	1,06	1,01	1,0
7	2,49	1,86	1,54	1,23	1,12	1,10	1,04	1,0	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,10	1,08	1,02	1,0	1,0
9	2,27	1,71	1,43	1,16	1,09	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,07	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,11	1,61	1,35	1,1	1,06	1,04	1,0	1,0	1,0
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,05	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,99	1,52	1,29	1,06	1,04	1,01	1,0	1,0	1,0
14	1,94	1,49	1,27	1,05	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0
15	1,89	1,46	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	1,81	1,41	1,21	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,39	1,19	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	1,75	1,36	1,17	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	1,72	1,35	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	1,69	1,33	1,15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	1,67	1,31	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
23	1,64	1,30	1,12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
24	1,62	1,28	1,11	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,27	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
30	1,51	1,21	1,05	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
35	1,44	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
40	1,4	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
45	1,35	1,35	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
50	1,3	1,3	1,07	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
60	1,25	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
70	1,2	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
80	1,16	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
90	1,13	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
100	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Таблица 4.2

Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p для сетей напряжением до 1000 В ($T_o = 2,5$ ч)

n,	Коэффициент использования $K_{и}$							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
1	8,00	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	1,0
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6-8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9-10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10-25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,9	0,9
25-50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

Таблица 4.3

Значение коэффициента одновременности K_o для определения расчетной нагрузки на шинах 6 (10) кВ РП и ГПП

Средневзвешенный коэффициент использования	Число присоединений 6 (10) кВ на сборных шинах РП, ГПП			
	2-4	5-8	9-25	Более 25
$K_{и} < 0,3$	0,9	0,8	0,75	0,7
$0,3 \leq K_{и} < 0,5$	0,95	0,9	0,85	0,8
$0,5 \leq K_{и} \leq 0,8$	1,0	0,95	0,9	0,85
$K_{и} > 0,8$	1,0	1,0	0,95	0,9

Таблица 4.4

Коэффициенты использования и мощности электроприемников

Электроприемники	Коэффициенты	
	использования $k_{и}$	мощности $\cos\varphi$
Горнообогатительные комбинаты, аглофабрики		
Насосы водяные	0,7	0,8
То же, песковые	0,75	0,8
Вентиляторы	0,7	0,75
Вентиляторы высокого давления аглофабрик	0,75	0,85
Дробилки	0,8	0,85
Мельницы шаровые	0,8	0,8
Грохоты	0,5	0,6
Транспортеры ленточные свыше 170 кВт с асинхронными двигателями	0,6	0,7
Транспортеры ленточные до 170 кВт	0,5	0,65

Электроприемники	Коэффициенты	
	использования k_n	мощности $\cos\phi$
Конвейеры до 10 кВт	0,4	0,4
То же, свыше 10 кВт	0,55	0,7
Питатели пластинчатые, тарельчатые, барабанные и дисковые	0,5	0,75
Элеваторы, шнеки	0,6	0,7
Сгустители	0,7	0,8
Барабаны смесительные и чашевые охладители	0,6	0,8
Столы и баки концентрационные, чаны, сушильные барабаны и сепараторы	0,6	0,7
Классификаторы спиральные и речные	0,65	0,8
Флотационные машины	0,9	0,8
Электрофильтры	0,4	0,87
Насосы водяные	0,7	0,8
Насосы питательные мартеновских цехов	0,9	0,9
Вентиляторы доменных цехов	0,8	0,8
Вентиляторы принудительного сырья	0,7	0,8
Компрессоры	0,7	0,8
Краны разные	0,25	0,6
Сушильные шкафы	0,8	1
Мелкие нагревательные приборы	0,6	1
Машиностроительная и металлообрабатывающая промышленность		
Металлорежущие станки мелкосерийного производства с нормальным режимом работы: мелкие токарные, строгальные и т. п.	0,12	0,4
То же при крупносерийном производстве	0,16	0,5
То же при тяжелом режиме работы: штамповочные прессы, револьверные, обдирочные, зубофрезерные	0,17	0,65
То же, с особо тяжелым режимом работы: молоты, ковочные машины, волочильные станы и т. п.	0,2	0,65
Многошпиндельные автоматы для изготовления деталей из прутков	0,2	0,5
Краны тельферы	0,15	0,5
Вентиляторы, эксгаустеры, санитарно-гигиеническая вентиляция	0,6	0,8
Насосы, компрессоры, двигатель-генераторы	0,7	0,8
Сварочные трансформаторы	0,3	0,4
Однопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,3	0,6
Многопостовые сварочные двигатель-генераторы	0,5	0,7
Сварочные машины шовные	0,35	0,7
То же, стыковые и точечные	0,25	0,6
Сварочные дуговые автоматы типа АДС	0,4	0,5
Печи сопротивления с автоматической загрузкой изделий, сушильные шкафы, нагревательные приборы	0,75	0,95
Печи сопротивления с неавтоматической загрузкой	0,6	0,95
Индукционные печи низкой частоты	0,7	0,75

Электроприемники	Коэффициенты	
	использования $k_{и}$	мощности $\cos\phi$
Двигатель-генераторы индукционных печей высокой частоты	0,7	0,8
Ламповые генераторы индукционных печей высокой частоты	0,7	0,65
Элеваторы, транспортеры, шнеки, конвейеры не сблокированные	0,4	0,75
То же, сблокированные	0,55	0,75
1. Корпуса, цеха, насосные и прочие установки общепромышленного назначения		
Ремонтно-механические	0,2–0,3	0,65–0,75
Электроремонтные	0,3–0,4	0,7–0,8
Насосные, кислородные и компрессорные станции с электродвигателями низкого напряжения	0,7–0,8	0,7–0,85
То же, высокого напряжения:		
а) с асинхронными электродвигателями	0,75–0,85	0,8–0,9
б) с синхронными электродвигателями	0,75–0,85	0,9–0,95
Вентиляционные установки и отопление	0,65–0,8	0,8
Газогенераторные станции	0,4–0,6	0,7–0,8
Литейные черных металлов	0,6–0,8	0,7–0,9
Литейные цветных металлов	0,7–0,8	0,8–0,95
Блоки основных цехов	0,3	0,75
Блоки вспомогательных цехов	0,25	0,7
Штамповочные, механические и токарные	0,25–0,4	0,6–0,8
Инструментальные	0,2–0,25	0,65–0,8
Механосборочные и заготовительные	0,25–0,4	0,65–0,75
Металлоконструкций	0,5–0,7	0,6
Закалочные	0,7	0,75
Кузнечно-прессовые	0,25–0,4	0,65–0,7
Термическая нагрузка (нагревательные печи)	0,8–0,9	0,85–0,95
Крановая нагрузка, подъемники	0,3–0,4	0,5–0,7
Электросварка	0,3–0,5	0,3–0,5
Столярные	0,2–0,4	0,6–0,8
Малярные, модельные	0,5–0,6	0,5–0,6
Собственные нужды электростанций	0,7–0,8	0,75–0,8
Лаборатории	0,6–0,9	0,7–0,9
Заводоуправление, проходные и т. п. (силовая нагрузка)	0,3–0,5	0,5–0,7
Депо (ж. д., пожарные)	0,4–0,6	0,6–0,8
Гаражи	0,4–0,6	0,65–0,8
Котельные	0,6–0,8	0,7–0,8
Склады открытые	0,2–0,4	0,6–0,7

Электроприемники	Коэффициенты	
	использования k_n	мощности $\cos\varphi$
Склады закрытые, готовой продукции, магазины	0,6–0,8	0,8–1,0
Столовые	0,6–0,8	0,9
Лесозаводы	0,4–0,6	0,7
Лесосушки	0,76–0,8	0,75–0,9
Заводы тяжелого машиностроения		
Главный корпус	0,5	0,75
Моторный цех	0,3	0,75
Кузнечный цех	0,4	0,75
Экспериментальный цех	0,2	0,7
Машиностроительные заводы		
Главный корпус	0,2	0,65
Кузнечный корпус	0,27	0,65
Термический цех	0,8	0,65
Гальванический цех	0,5–0,6	0,7–0,8
4. Электротехнические заводы		
Изоляционный корпус	0,7	0,9
Лаковарочный цех	0,7	0,9
Автомобильные и тракторные заводы		
Цех шасси и главный конвейер	0,4	0,75
Моторный цех	0,27	0,7
Прессово-кузнечный цех	0,25	0,7
Кузнечный цех	0,25	0,75
Арматурно-агрегатный цех	0,2	0,7
Рессорный цех	0,3	0,55
Кузовной цех	0,4	0,8
Цех обкатки двигателей	0,7–0,8	0,6
Бумажные фабрики		
Бумажные машины	0,65–0,8	0,75–0,85
Кислотный цех	0,6	0,8
Дереворубка	0,3	0,5
Варочное отделение	0,4	0,7
Отбельный отдел	0,7	0,7
Тряпковарка	0,7	0,75
Лесотаски	0,4	0,5
Текстильные, ситценабивные и меланжевые фабрики		
Прядильное отделение	0,7–0,8	0,75
Ткацкое отделение	0,8	0,8
Красильное отделение	0,6–0,7	0,65–0,75
Отбельное отделение	0,5	0,7

Электроприемники	Коэффициенты	
	использования $k_{и}$	мощности $\cos\varphi$
Сновальный корпус	0,7	0,7
Красильно-сортировочный корпус	0,6	0,7
Сортировочно-тренажный корпус	0,4	0,75
Крутильный корпус	0,6	0,8
Строительная промышленность		
Завод железобетонных изделий	0,45–0,5	0,73
Арматурный завод	0,3–0,4	0,6–0,65
Арматурная мастерская	0,45	0,5
Механическая мастерская	0,2–0,4	0,5
Сантехническая мастерская	0,35–0,4	0,5
Опалубочная мастерская	0,7	0,7
Плотничная мастерская	0,6	0,7
Растворный узел	0,4–0,6	0,5–0,6
Формовочная машина	0,2–0,25	0,6

Тема 5

ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК

5.1. Статистический метод

Данный метод основывается на результатах исследований, согласно которым групповая нагрузка (начиная с 4–5 электроприемников) подчиняется нормальному закону распределения случайных величин. По этому закону, нагрузка от электроприемников может быть описана следующим выражением:

$$P = P_c \pm \beta \sigma, \quad (5.1)$$

где P_c – средняя нагрузка при достаточно большом количестве осреднений m продолжительностью $3T_0$:

$$P_c = \frac{P_1 + P_2 + \dots + P_m}{m}; \quad (5.2)$$

σ – среднеквадратичное (стандартное) отклонение, определяемое по выражению:

$$\sigma = \sqrt{\frac{(P_1 - P_c)^2 + (P_2 - P_c)^2 + \dots + (P_m - P_c)^2}{m}}, \quad (5.3)$$

где P_1, P_2, \dots, P_m – средние значения нагрузки на каждом интервале осреднения продолжительностью $3 \cdot T_0$; β – принятая кратность меры рассеяния ($\beta = -3 \dots +3$).

Придавая β различные значения, можно получить возможные значения нагрузки. В теории вероятностей часто пользуются «трех-сигмовой» вероятностью, т. е. вероятностью появления максимальной нагрузки [5]:

$$P_{\max} = P_c + 3\sigma, \quad (5.4)$$

а также минимальной ее величины:

$$P_{\min} = P_c - 3\sigma. \quad (5.5)$$

Этим значениям нагрузки соответствуют предельные вероятности 0,001 и 0,999, которые крайне редки. При определении расчетной нагрузки на практике часто пользуются значением $\beta = 2,5$, поэтому

выражение (5.1) при определении максимальной нагрузки принимает следующий вид:

$$P_{\max} = P_c + 2,5\sigma. \quad (5.6)$$

В этом случае вероятность того, что нагрузка превысит фактическое значение P_p , составит 0,005, т. е. 0,5 % общего времени действия нагрузок (смена, месяц, год). Принятие значения $\beta = 2,5$ оставляет неиспользованным значительный резерв в тепловом износе проводников, особенно для линий с неравномерным графиком нагрузки. Частота же появления нормированной температуры проводника будет близкой к вероятности 0,001.

Формула (2.14) лежит в основе определения расчетной нагрузки статистическим методом по фактическому (действительному) графику нагрузки.

5.2. Метод коэффициента спроса

Метод коэффициента спроса (K_c) рекомендуется применять при отсутствии конкретных данных об электроприемниках, наличии суммарной установленной мощности электроприемников, и общего характерного режима их работы.

Расчетную нагрузку группы однородных по режиму работы электроприемников определяют по формулам:

$$P_p = K_c \cdot P_n; \quad (5.7)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (5.8)$$

где K_c и $\operatorname{tg}\varphi$ принимаются для характерной группы электроприемников по справочным материалам.

Основной недостаток данного метода состоит в том, что величина коэффициента спроса принимается постоянной. Такое допущение возможно только при высоких значениях коэффициентов использования и эффективного числа электроприемников.

5.3. Метод удельного расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции или работы

Метод удельного расхода электроэнергии рекомендуется применять при достаточно устойчивых значениях ω_y и наличии соответствующей базы данных об электропотреблении (удельных норм расхода электроэнергии).

Согласно этому методу расчетная нагрузка определяется по формулам:

$$P_p = P_c = \frac{\Pi \omega_y}{T}; \quad (5.9)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (5.10)$$

где Π – количество продукции (или объем работы), выпускаемой (или выполняемой) за время T ; ω_y – удельный расход электроэнергии на единицу выпускаемой продукции или выполняемой работы; $\operatorname{tg} \varphi$ – средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности:

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{V_T}{W_T}, \quad (5.11)$$

где V_T , W_T – расходы соответственно реактивной и активной энергии за время T .

5.4. Метод удельной мощности на единицу площади

Расчетная нагрузка по данному методу определяется по одной из следующих формул:

$$P_p = p_{\text{уд.р}} \cdot F; \quad (5.12)$$

$$P_p = p_{\text{уд.уст}} \cdot FK_c; \quad (5.13)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (5.14)$$

где $p_{\text{уд.р}}$ – удельная расчетная активная мощность на единицу площади, кВт/м²;

$p_{\text{уд.уст}}$ – удельная установленная активная мощность на единицу площади, кВт/м²;

F – площадь размещения электроприемников, м².

Этот метод рекомендуется применять при относительно равномерном распределении электроприемников по площади помещения. Наиболее точные результаты получаются при большом количестве электроприемников и малой их мощности.

Например, характерным примером применения формулы (5.7) является определение расчетной нагрузки от источников света при общей равномерной системе освещения.

Формула (5.12) применяется для определения нагрузки жилых домов микрорайона (квартала). В этом случае под $p_{\text{уд.р}}$ понимается

удельная расчетная нагрузка жилых домов, а под F – общая площадь жилых домов микрорайона (квартала).

Расчетная нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников) $P_{р.ж.д}$ определяется по формуле

$$P_{р.ж.д} = p_{кв.уд} \cdot n + 0,9 \left(K'_c \sum_1^{n_l} p_{л_i} + K''_c \sum_1^m p_{ст.у_i} \right), \quad (5.15)$$

где $p_{кв.уд}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка квартир; n – количество квартир; 0,9 – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников; $p_{л_i}$ – установленная мощность электродвигателя лифта; n_l – количество лифтовых установок; $p_{ст.у_i}$ m – соответственно мощность и количество электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств; K'_c, K''_c – коэффициенты спроса.

Расчетная электрическая нагрузка линии до 1 кВ (или на шинах 0,4 кВ ТП) при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий определяется по формуле

$$P_{р.л.} = P_{зд.мах} + \sum_1^n K_{у_i} \cdot P_{зд_i}, \quad (5.16)$$

где $P_{зд.мах}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии; $P_{зд_i}$ – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии; $K_{у_i}$ – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий и (или) жилых домов.

Расчетные электрические нагрузки общественных зданий принимаются по проектам электрооборудования этих зданий или по укрупненным удельным расчетным нагрузкам по формулам 3.12.

Расчетная электрическая нагрузка в системах электроснабжения на уровнях напряжением выше 1 кВ (РП, ГПП и др.) определяются по формулам:

$$P_{р\Sigma} = (\sum P_{рн} + \sum P_{рв} + \Delta P_T + \Delta P_L) K_\Sigma; \quad (5.17)$$

$$Q_{р\Sigma} = (\sum Q_{рн} + \sum Q_{рв} + \Delta Q_T + \Delta Q_L) K_\Sigma; \quad (5.18)$$

$$S_{р\Sigma} = \sqrt{(P_{р\Sigma})^2 + (Q_{р\Sigma})^2}, \quad (5.19)$$

где $\sum P_{рн}$, $\sum Q_{рн}$ – суммы расчетных соответственно активных и реактивных мощностей на напряжение до 1 кВ; $\sum P_{рв}$, $\sum Q_{рв}$ – суммы расчетных соответственно активных и реактивных мощностей на напряжение выше 1 кВ (высоковольтных потребителей); ΔP_T , ΔQ_T – потери мощности соответственно активные и реактивные в силовых трансформаторах 6–35 кВ.

До окончательного выбора мощности трансформаторов можно принимать:

$$\Delta P_T = 0,02 S_{рн}; \quad (5.20)$$

$$\Delta Q_T = 0,1 S_{рн}; \quad (5.21)$$

$$S_{рн} = \sqrt{(\sum P_{рн})^2 + (\sum Q_{рн})^2}, \quad (5.22)$$

где ΔP_l , ΔQ_l – потери мощности соответственно активные и реактивные в высоковольтных линиях (линиях питающих ТП 6–35 кВ).

До окончательного выбора параметров линий электропередачи можно принимать: $\Delta P_l = 0,03 S_{рн}$; $\Delta Q_l \approx 0$ – для кабельных линий электропередачи; $\Delta Q_l = (0,02 - 0,03) S_{рн}$ – для воздушных линий электропередачи; K_Σ – коэффициент одновременности максимумов нагрузки ($K_\Sigma = 0,85 - 0,95$).

5.5. Метод средней мощности и коэффициента формы

В основе метода лежит равенство расчетной и среднеквадратичной нагрузок.

Для групп приемников с повторно-кратковременным режимом работы – во всех случаях.

Для приемников с длительным режимом работы – когда число приемников достаточно велико и отсутствуют мощные приемники, способные изменить равномерный групповой график нагрузок.

Данный метод можно применяться для определения расчетных нагрузок цеховых шинопроводов, на шинах низшего напряжения цеховых трансформаторных подстанций, на шинах РУ напряжением 10 кВ, когда значения коэффициента формы находится в пределах 1–1,2.

Расчетная нагрузка группы приемников определяется из выражений

$$P_p = K_{ф.а} \cdot P_{ср.маx}; \quad (5.23)$$

$$Q_p = K_{ф.р} \cdot Q_{ср.маx}; \quad (5.24)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi. \quad (5.25)$$

Средние нагрузки за наиболее загруженную смену $P_{\text{ср. max}}$ и $Q_{\text{ср. max}}$ определяются любым из способов.

5.6. Расчет нагрузок сельских сетей

При проектировании внешних сетей 0,38 кВ расчетные нагрузки, приведенные к вводу в сельский жилой дом, и удельное перспективное электропотребление на внутриквартирные нужды определяются по номограмме (рис. 5.1), исходя из существующего внутриквартирного электропотребления с учетом динамики его роста до расчетного года.

При использовании номограммы следует учитывать, что исходные данные, как правило, берутся за предыдущий исходный год, а ввод объекта в эксплуатацию наступает не ранее чем через год после составления проекта. Поэтому расчетный год определяется прибавлением двух лет к расчетному периоду. Например, при пятилетнем расчетном периоде расчетным годом будет 7-й год, а при десятилетием 12-й год.

Величина внутриквартирного потребления электроэнергии принимается по данным обследования потребителей электроэнергии.

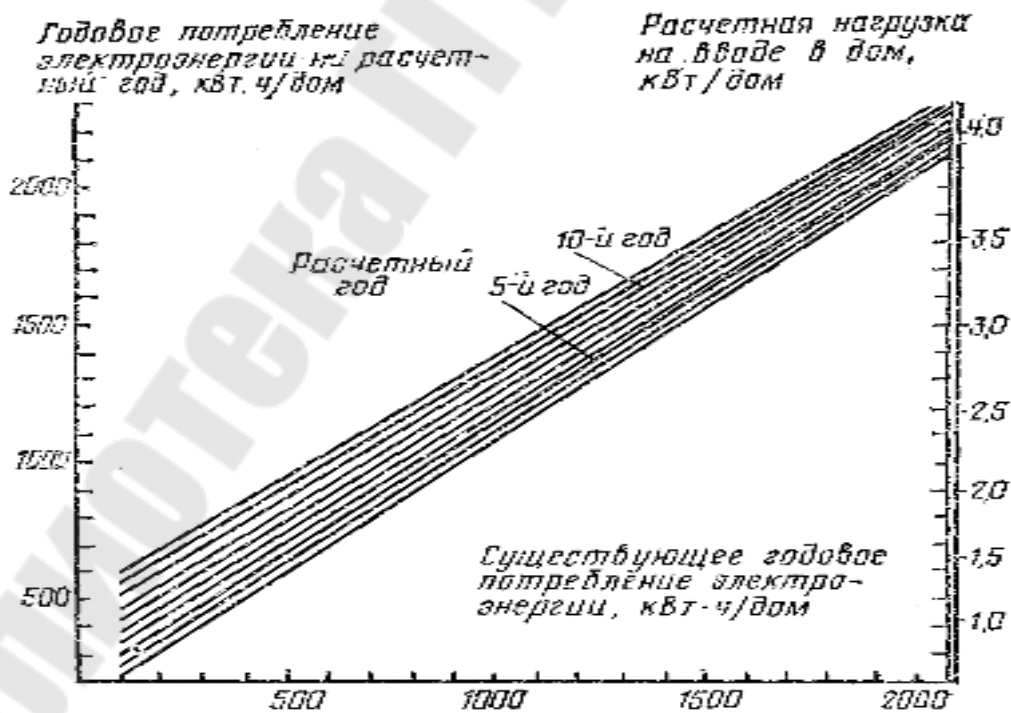


Рис. 5.1. Удельное перспективное электропотребление на внутриквартирные нужды

При проектировании внешних сетей 0,38 кВ расчетные нагрузки на вводе сельских жилых домов с электроплитами принимаются равными 6 кВт, а с электроплитами и водонагревателями – 7,5 кВт. Нагрузки бытовых кондиционеров учитываются путем увеличения расчетных нагрузок на вводах жилых домов на 1 кВт.

Для вновь электрифицируемых населенных пунктов, а также при отсутствии сведений об электропотреблении в электрифицированных домах расчетная нагрузка на вводах в дома принимается:

а) в населенных пунктах преимущественно старой застройки (более 60 % домов, построенных свыше 20 лет назад) с газификацией – 1,5 кВт, без газификации – 1,8 кВт;

б) с преимущественно новой застройкой с газификацией – 1,8 кВт, без газификации – 2,2 кВт;

в) для вновь строящихся благоустроенных квартир в городах, поселках городского типа, поселках при крупных животноводческих и других комплексах с газификацией – 4 кВт, без газификации – 5 кВт.

Определение электрических нагрузок на участках линий 0,38 кВ при помощи коэффициентов одновременности

Дневную P_d и вечернюю P_v расчетные нагрузки группы однородных потребителей на участках 0,38 кВ определяют по формулам:

$$P_d = K_{од} \sum p_{d_i} ; \quad (5.26)$$

$$P_v = K_{од} \sum p_{v_i} , \quad (5.27)$$

где p_{d_i} , p_{v_i} – суммируемые мощности отдельных потребителей; $K_{од}$ – коэффициент одновременности.

Однородными считаются потребители, примерно одинаковые по режиму электропотребления (группы жилых домов, общественные здания, производственные потребители и т.п.).

Величины коэффициентов одновременности $K_{од}$ для сетей 0,38 кВ зависят от числа и вида потребителей и приводятся в источниках в виде таблиц.

Анализ зависимостей коэффициента одновременности $K_{од}$ от количества электроприемников для различных сельскохозяйственных объектов показал, что они достаточно точно описываются зависимостью:

$$K_{\text{од}} = a + \frac{b}{\sqrt[m]{n}} \quad (5.28)$$

Значение параметров для определения коэффициента одновременности приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Потребитель	a	b	m
Жилые дома с нагрузкой на вводе до 2 кВт на дом	0,2	0,8	2
Жилые дома с нагрузкой на вводе свыше 2 кВт на дом	0,16	0,81	2
Жилые дома с электроплитами и водонагревателями	0,1	0,9	2
Производственные потребители	0,3	0,7	3

Если нагрузки потребителей в группе отличаются по значению более чем в четыре раза, их суммируют с помощью таблиц «добавок» по методу добавок:

$$P = P_{\text{б}} + P_{\text{доб}}, \quad (5.29)$$

где $P_{\text{б}}$ – большая из нагрузок; $P_{\text{доб}}$ – «добавка», соответствующая меньшей нагрузке и являющаяся ее функцией.

Функция «добавки» к большей из нагрузок в зависимости от меньшей из слагаемых нагрузок P_{min} для сетей 0,38 кВ с достаточной точностью может быть определена по формуле

$$P_{\text{доб}} = 0,08 + 0,6P_{\text{min}} + 6,57 \cdot 10^{-4} \cdot P_{\text{min}}^2. \quad (5.30)$$

Суммирование нагрузок в сетях 0,38 кВ

P_{min}	$P_{\text{доб}}$	P_{min}	$P_{\text{доб}}$
1	+0,6	10	+6,0
2	+1,2	20	+12,5
3	+1,8	30	+19,0
4	+2,4	40	26,5
5	+3,0	50	+34,0
6	+3,6	60	+41,0
7	+4,2	70	+48,0
8	+4,8	80	+55,0
9	+5,4	100	+69,0

Определение расчетных нагрузок трансформаторных подстанций напряжением 35, 110/6, 10 кВ

Расчетные нагрузки трансформаторных подстанций первичным напряжением 35, 110 кВ и вторичным 6, 10 кВ определяют путем суммирования по таблице расчетных нагрузок головных участков отходящих линий 6–35 кВ таким же образом, как и при определении расчетной мощности ТП 6–35/0,38 кВ.

Указанная выше таблица «добавок» достаточно точно аппроксимируется зависимостью

$$P_{\text{доб}} = 0,58P_{\text{мин}}^{1,05}. \quad (5.31)$$

Если расчетные нагрузки отходящих линий 6, 10 кВ отличаются друг от друга не более чем в четыре раза, то суммирование можно выполнять с учетом коэффициентов одновременности, которые в зависимости от количества трансформаторных подстанций и можно определить по формуле

$$K_{\text{одн}} = 0,65 + \frac{0,35}{\sqrt{n}}. \quad (5.32)$$

При определении расчетной нагрузки на шинах высокого напряжения необходимо учитывать потери мощности в элементах системы электроснабжения потребителя (трансформаторы, линии электропередачи).

На стадии, когда нет схемы заводского электроснабжения, допускается принимать потери в трансформаторах:

$$\Delta P_{\text{T}} = 0,02 \cdot S_{\text{р.сум}}, \quad (5.33)$$

$$\Delta Q_{\text{T}} = 0,1 \cdot S_{\text{р.сум}}. \quad (5.34)$$

Соответственно, потери в кабельных линиях принимаются:

$$\Delta P_{\text{л}} = 0,035S_{\text{р.сум}}; \quad (5.35)$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = 0, \quad (5.36)$$

где ΔP_{T} , ΔQ_{T} – активные и реактивные потери мощности в трансформаторах; $\Delta P_{\text{л}}$, $\Delta Q_{\text{л}}$ – активные и реактивные потери мощности в сетях; $S_{\text{р.сум}}$ – геометрическая сумма расчетных мощностей цехов завода:

$$S_{\text{р.сум}} = \sqrt{\left(\sum_{1}^n P_{\text{p}_i}\right)^2 + \left(\sum_{1}^n Q_{\text{p}_i}\right)^2}. \quad (5.37)$$

Таким образом, расчетная нагрузка потребителя составит

$$P_p = K_{\text{одн}} \left(\sum_1^n P_{p_i} + \Delta P_T + \Delta P_{\text{л}} \right); \quad (5.38)$$

$$Q_p = K_{\text{одн}} \left(\sum_1^n Q_{p_i} + \Delta Q_T \right); \quad (5.39)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (5.40)$$

где $K_{\text{одн}}$ коэффициент одновременности для определения расчетной нагрузки на шинах 6 (10) кВ РП и ГПП.

Определение электрических нагрузок при наличии однофазных электроприемников в группе

Однофазные электроприемники, включенные на фазные и линейные напряжения и распределенные по фазам с неравномерностью не выше 15 % по отношению к общей мощности трехфазных электроприемников в группе, учитываются как трехфазные электроприемники той же суммарной мощности. При превышении указанных пределов неравномерности расчетная нагрузка принимается равной тройному значению наиболее загруженной фазы.

Нагрузки отдельных фаз при включении однофазных электроприемников на линейное напряжение определяются как полусуммы нагрузок двух плеч, прилегающих к данной фазе:

$$p_a = \frac{P_{ab} + P_{ac}}{2}; \quad p_b = \frac{P_{ab} + P_{bc}}{2}; \quad p_c = \frac{P_{ca} + P_{bc}}{2}. \quad (5.41)$$

Неравномерность нагрузки по фазам расчетного узла определяется как разность между активными нагрузками более и менее нагруженных фаз с отнесением ее к менее нагруженной фазе:

$$p_{\text{ном.р}} = \frac{P_{\text{ном. max}} - P_{\text{ном. min}}}{P_{\text{ном. min}}}. \quad (5.42)$$

Определение средних нагрузок от однофазных электроприемников производится аналогично трехфазным электроприемникам независимо от неравномерности по фазам.

При числе однофазных электроприемников до трех включительно условная трехфазная номинальная мощность $p_{\text{ном, усл}}$ определяется упрощенным способом:

а) при включении однофазного электроприемника на фазное напряжение $U_{\text{ф}}$ он учитывается как эквивалентный трехфазный электроприемник с утроенным значением номинальной мощности:

$$p_{\text{ном.усл}} = 3p_{\text{ном}}; \quad q_{\text{ном.усл}} = 3q_{\text{ном}} \quad . \quad (5.43)$$

где $p_{\text{ном}}$, $q_{\text{ном}}$ – активная и реактивная номинальные мощности однофазного электроприемника.

б) при включении однофазного электроприемника на линейное напряжение $U_{\text{л}}$ он учитывается как эквивалентный трехфазный электроприемник с номинальной мощностью:

$$p_{\text{ном.усл}} = \sqrt{3}p_{\text{ном}}, \quad q_{\text{ном.усл}} = \sqrt{3}q_{\text{ном}}, \quad (5.44)$$

где $p_{\text{ном}}$, $q_{\text{ном}}$ – активная и реактивная номинальные мощности однофазного электроприемника, включенного на $U_{\text{л}}$;

в) при двух-трех электроприемниках, включенных в разные плечи трехфазной системы на линейное напряжение $U_{\text{л}}$:

$$P_{\text{ном.усл}} = 3P_{\text{ном.мах.ф}}, \quad (5.45)$$

где $P_{\text{ном.мах.ф}}$ – суммарная номинальная мощность электроприемников наиболее загруженной фазы;

г) при наличии группы однофазных электроприемников, которые распределены по фазам с неравномерностью не выше 15 % по отношению к общей мощности трехфазных и однофазных электроприемников в группе, они представляются в расчете как эквивалентная группа трехфазных электроприемников с той же суммарной номинальной мощностью.

Расчетная нагрузка однофазных электроприемников при числе их больше трех и одинаковых $K_{\text{и}}$ и $\cos\varphi$, включенных на фазное или линейное напряжение, определяется по формулам:

$$P_{\text{р}} = 3K_{\text{и}}K_{\text{р}}P_{\text{ном.мах.ф}}; \quad (5.46)$$

$$Q_{\text{р}} = 3K_{\text{и}}K_{\text{м.р}}P_{\text{ном.мах.ф}} \cdot \text{tg}\varphi. \quad (5.47)$$

Величина $n_{\text{э}}$ для однофазных нагрузок определяется по формуле

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot \sum^n p_{\text{ном.о}}}{3 \cdot p_{\text{ном.о.мах}}}, \quad (5.48)$$

где $p_{\text{ном.о}}$ – сумма номинальных мощностей однофазных электроприемников данного расчетного узла; $p_{\text{ном.о.мах}}$ – наибольшая номинальная мощность однофазного электроприемника в группе.

При числе однофазных электроприемников более трех и при различных значениях $k_{и}$ и $\cos\varphi$, а также при включении их на фазные и линейные напряжения определение максимальной нагрузки производится следующим образом. Все однофазные электроприемники, включенные на фазное напряжение и на линейное напряжение распределяются по возможности равномерно по фазам. Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок с одинаковыми $k_{и}$ и $\cos\varphi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок по табл. 5.3 к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению.

Например, для фазы «а» будем иметь ($P_{см.а}$, кВт; $Q_{см.а}$, квар):

$$P_{см.а} = k_{и} \cdot P_{ab} \cdot p_{(ab)a} + k_{и} \cdot P_{ca} \cdot p_{(ca)a} + k'_{и} \cdot P_{a0}; \quad (5.49)$$

$$Q_{см.а} = k_{и} \cdot P_{ab} \cdot q_{(ab)a} + k_{и} \cdot P_{ca} \cdot q_{(ca)a} + k'_{и} \cdot P_{a0} \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (5.50)$$

где $k_{и}$ и $k'_{и}$ – соответствующие коэффициенты использования; P_{ab} – нагрузка, присоединенная на линейное напряжение между фазами «а» и «b»; P_{ca} – то же между фазами «с» и «а»; P_{a0} – нагрузка, присоединенная на фазное напряжение; $\operatorname{tg}\varphi$ соответствует $\cos\varphi$ нагрузки фаза – нуль; $p_{(ab)a}$, $p_{(ca)a}$, $q_{(ab)a}$, $q_{(ca)a}$ – коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейное напряжение U_{ab} и U_{ca} к фазе «а» (табл. 5.3).

Таблица 5.3

Коэффициенты приведения однофазной нагрузки, включенной на линейное напряжение, к нагрузке, отнесенной к одной фазе трехфазного тока и фазному напряжению

Коэффициенты приведения	$\cos\varphi$							
	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
$P_{(ab)a} \cdot P_{(bc)b} \cdot P_{(ca)c}$	1,4	1,17	1	0,89	0,8	0,72	0,64	0,5
$P_{(ab)b} \cdot P_{(bc)c} \cdot P_{(ca)a}$	-0,4	-0,17	0	0,11	0,2	0,28	0,36	0,6
$q_{(ab)a} \cdot q_{(bc)b} \cdot q_{(ca)c}$	1,26	0,86	0,58	0,38	0,22	0,09	-0,05	-0,29
$q_{(ab)b} \cdot q_{(bc)c} \cdot q_{(ca)a}$	2,45	1,44	1,16	0,96	0,8	0,67	0,53	0,29

Из полученных значений находится наиболее загруженная фаза по активной и реактивной мощности, например, фаза «а».

Коэффициент использования $K_{и}$ определяется для наиболее загруженной фазы, например фазы «а»:

Тема 6

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

6.1. Определение потерь мощности и электроэнергии в линиях

В процессе передачи, распределения и потребления электрической энергии суммарные потери в генераторах, трансформаторах, линиях электропередачи различных напряжений, электродвигателях преобразователях и технологических установках достигают 25–30 % всей вырабатываемой на электростанциях электроэнергии. Из них значительная доля, примерно до 10–15 %, приходится на системы электроснабжения. В связи с этим определение потерь мощности и электроэнергии является важным вопросом проектирования СЭС промышленных предприятий, имеющим существенное значение при технико – экономической оценке вариантов схем, выборе рациональных номинальных напряжений, компенсирующих и регулирующих устройств и т. п.

Потери активной мощности и электроэнергии в элементах СЭС складываются из:

- потерь холостого хода;
- нагрузочных потерь.

Потери холостого хода не зависят от нагрузки элементов СЭС и возникают из-за перемагничивания сердечников (потери на гистерезис и вихревые токи), ионизации воздуха возле проводов воздушных линий 220 кВ и выше (потери на корону), токов утечки из-за несовершенства изоляции и т. д. Эти потери для различных элементов указываются в виде абсолютных или удельных величин в паспортных данных или в справочниках.

Нагрузочные потери являются тепловыми потерями, которые изменяются прямо пропорционально квадрату тока, протекающего через активное сопротивление элемента СЭС.

В элементах СЭС, обладающих индуктивными сопротивлениями, имеют место потери реактивной мощности и энергии, которые также необходимо количественно оценивать.

При сравнении вариантов схемы электроснабжения, как правило, определяются потери в основных элементах – линиях электропередачи и трансформаторах. Потери электроэнергии в других элементах подсчитываются при составлении электрических балансов.

В СЭС промышленных предприятий в основном применяются линии электропередачи напряжением до 110 кВ, для которых выполняется расчет только нагрузочных потерь.

Потери активной мощности в линии электропередачи ($\Delta P_{\text{л}}$), идущие на нагревание проводников, рассчитываются по выражению:

$$\Delta P_{\text{л}} = 3I^2 \cdot R,$$

где I – ток линии; R – реактивное сопротивление провода или жилы кабеля, определяемое как $R = r_0 l$, где r_0 – удельное (погонное) активное сопротивление проводника, Ом/км; l – длина линии, км.

Величины r_0 , полученные экспериментальным путем, указываются в таблицах физико-технических данных проводов и кабелей.

При представлении нагрузки линии мощностями

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{S^2 \cdot R}{U_{\text{ном}}^2} = \frac{P^2}{U_{\text{ном}}^2 \cdot \cos^2 \varphi},$$

где S , P и Q – соответственно, полная, активная и реактивная мощности нагрузки; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии; $\cos \varphi$ – коэффициент активной мощности нагрузки линии.

Для энергоемких потребителей электроэнергии может быть известен график электрической нагрузки по току (полной мощности).

6.2. Потери мощности и электроэнергии в элементах систем электроснабжения

В энергетических системах порядка 10–15 % электрической энергии теряется при ее транспортировке и трансформации. Поэтому актуальной является задача воздействия на факторы, определяющие потери электроэнергии, с целью их снижения.

Основные потери электрической энергии в системах электроснабжения имеют место в линиях электропередачи и трансформаторах. Существуют несколько способов определения потерь мощности и энергии.

Определение потерь мощности и энергии по средней (среднеквадратичной) нагрузке:

$$\Delta P = 3(I_{\text{с}} \cdot K_{\text{ф.г.}})^2 \cdot R = \left(\frac{S_{\text{с}} \cdot K_{\text{ф.г.}}}{U_{\text{н}}} \right)^2 \cdot R = \left(\frac{S_{\text{ск}}}{U_{\text{н}}} \right)^2 \cdot R,$$

где $I_{\text{с}}$, $S_{\text{с}}$ – средний ток и мощность потребителя; $K_{\text{ф.г.}}$ – коэффициент формы графика нагрузки; R – сопротивление элемента системы электроснабжения; $S_{\text{ск}}$ – среднеквадратичная нагрузка потребителя.

В данном случае потери электрической энергии определяются по выражению:

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta P \cdot T_{\Gamma},$$

где T_{Γ} – годовой фонд рабочего времени.

6.3. Определение потерь мощности и энергии по максимальной мощности нагрузки (метод времени максимальных потерь)

Потери мощности определяются

$$\Delta P_{\text{м}} = \left(\frac{S_{\text{max}}}{U_{\text{н}}} \right)^2 R,$$

где S_{max} – максимальная мощность нагрузки.

Потери электрической энергии здесь определяются по выражению:

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta P_{\text{м}} \cdot \tau,$$

где τ – время максимальных потерь. Это время, в течение которого теряется столько же энергии при работе с максимальной нагрузкой, сколько за время работы потребителя по реальному графику:

$$\tau = \left(\frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{м}}} \right)^2 T = (K_{\text{ф.г.}} \cdot K_{\text{з.г.}})^2 T.$$

Время максимальных потерь при $\cos \varphi = 0,8$ может также определяться по эмпирическому выражению

$$\tau = (0,124 + T \cdot 10^{-4})^2 8760.$$

Данное выражение может быть использовано для определения годового времени максимальных потерь потребителей, у которых $T_{\text{м}} > 3000$ ч.

$T_{\text{м}}$ – время использования максимальной нагрузки – время, в течение которого потребитель израсходует столько же энергии при работе с максимальной нагрузкой, сколько и при работе с реальной нагрузкой за годовой фонд рабочего времени:

$$T_{\text{м}} = K_{\text{з.г.}} \cdot T_{\Gamma}.$$

Для определения τ могут также использоваться номограммы, представляющие собой зависимости $\tau = f(T_{\text{м}}, \cos \varphi)$.

Потери мощности в трансформаторах определяются по выражению

$$\Delta P_T = \frac{1}{n} \left(\frac{S}{S_H} \right)^2 \Delta P_{K3} + n \Delta P_{XX}.$$

Потери энергии

$$\Delta W_T = \frac{1}{n} \left(\frac{S_M}{S_{HT}} \right)^2 \Delta P_{K3} \cdot \tau + n \Delta P_{XX} \cdot T_T = \left(\frac{1}{n} \left(\frac{S_{CK}}{S_{HT}} \right)^2 \Delta P_{K3} + n \Delta P_{XX} \right) \cdot T_T,$$

где T_T – время работы трансформаторов в течение года.

Определение диапазона нагрузки потребителя, при которых целесообразна работа одного (двух) трансформаторов выполняется, исходя из равенства

$$\left(\frac{S}{S_H} \right)^2 \Delta P_{K3} + \Delta P_{XX} = \frac{1}{2} \left(\frac{S}{S_H} \right)^2 \Delta P_{K3} + 2 \Delta P_{XX}, \quad S_T = S_{HT} \sqrt{\frac{2 \Delta P_{XX}}{\Delta P_{K3}}},$$

где S_T – граничная мощность нагрузки потребителя электроэнергии.

При $S > S_T$ целесообразна работа 2-х трансформаторов, если же $S < S_T$, то следует использовать в работе один трансформатор.

В общем случае, при количестве трансформаторов n , S_T определяется как

$$S_T = S_{HT} \sqrt{\frac{n(n-1) \cdot \Delta P_{XX}}{\Delta P_{K3}}}.$$

Задача оптимизации загрузки трансформаторов потребителя заключается в перераспределении нагрузок потребителя таким образом, чтобы КПД установленных трансформаторов был максимальным, что имеет место при выполнении условия

$$\Delta P_M = \Delta P_{CT},$$

откуда следует уравнение

$$\frac{1}{n} \cdot \left(\frac{S_0}{S_{HT}} \right)^2 \Delta P_{K3} = n \cdot \Delta P_{XX}, \quad S_0 = n \cdot S_{HT} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P_{XX}}{\Delta P_{K3}}}.$$

В данном случае речь идет об оптимизации режимов работы уже установленных трансформаторов. Однако снижение потерь мощности

и энергии необходимо планировать уже на стадии проектирования. На этой стадии целесообразно говорить не о минимальных потерях электроэнергии, а о минимальных затратах, которые учитывают стоимость потерь электроэнергии и трансформаторов.

6.4. Приближенный расчет потерь мощности в линиях электропередачи и трансформаторах

На предпроектных стадиях, когда отсутствуют сведения о схеме электроснабжения и неизвестны параметры ее элементов, при определении расчетной нагрузки вспомогательными методами потери мощности в линиях и трансформаторах допускается учитывать приближенно используя следующие выражения.

Потери в трансформаторах:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{p\Sigma}; \quad \Delta Q_T = 0,1 \cdot S_{p\Sigma},$$

где $S_{p\Sigma}$ – суммарная расчетная мощность нагрузки потребителя.

Потери в линиях электропередачи:

$$\Delta P_{л} = 0,035 \cdot S_{p\Sigma}; \quad \Delta Q_{л} \approx 0.$$

На предприятиях канализация электроэнергии осуществляется, как правило, кабельными линиями. При этом активное сопротивление кабеля в 10 и более раз превышает реактивное сопротивление, поэтому потерями реактивной мощности пренебрегают.

Тема 7 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ОСВЕТИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

7.1. Светотехническая часть

Системы искусственного освещения обуславливаются способами размещения светильников. По способам размещения светильников в помещениях различают системы *общего* и *комбинированного* освещения.

Система общего освещения предназначена для освещения всего помещения и рабочих поверхностей. Общее освещение может быть равномерным и локализованным. Выбор той или иной системы освещения определяется в основном размещением оборудования и соответственно расположением рабочих мест, технологией выполняемых работ и экономическими соображениями.

Искусственное освещение подразделяется на *рабочее, аварийное, охранное и дежурное*. Аварийное освещение может быть освещением безопасности и эвакуационным.

Рабочим называется освещение, которое обеспечивает нормируемые осветительные условия (освещенность, качество освещения) в помещениях и в местах производства работ вне зданий.

Рабочее освещение выполняется для всех помещений зданий, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и движения транспорта.

Освещением безопасности называется освещение для продолжения работы при аварийном отключении рабочего освещения. Такой вид освещения предусматривается в случаях, если отключение рабочего освещения и связанное с этим нарушение обслуживания оборудования и механизмов может вызвать: взрыв, пожар, отравление людей; длительное нарушение технологического процесса; нарушение работы ответственных объектов, таких как электрические станции, узлы радио- и телевизионных передач и связи, диспетчерские пункты, насосные установки водоснабжения, канализации и теплофикации, в которых недопустимо прекращение работ и т. п.

Эвакуационным называется освещение для эвакуации людей из помещений при аварийном отключении нормального освещения. Эвакуационное освещение предусматривается в помещениях или в местах производства работ вне зданий в основном в следующих случаях: в местах, опасных для прохода людей; в проходах и на лестницах, служащих для эвакуации людей, при числе эвакуируемых более 50 чел; по основным проходам производственных помещений, в кото-

рых работают более 50 чел.; в помещениях общественных зданий, административных и бытовых зданий промышленных предприятий, если в помещениях могут одновременно находиться более 100 чел.; в производственных помещениях без естественного света и др.

Эвакуационное освещение должно обеспечивать наименьшую освещенность на полу основных проходов (или на земле) в помещениях 0,5 лк, на открытых территориях 0,2 лк.

Охранное освещение, при отсутствии специальных технических средств охраны, должно предусматриваться вдоль границ территорий, охраняемых в ночное время и создавать освещенность не менее 0,5 лк на уровне земли.

Дежурным освещением называется освещение в нерабочее время. Область применения, величины освещенности, равномерность и требования к качеству для дежурного освещения не нормируются.

Источники света (ИС) делятся на ИС, работающие на принципе теплового излучения – лампы накаливания общего назначения (ЛОН) (вакуумные, газонаполненные, одно- и биспиральные), галогенные лампы (КГ) и ИС, в основе работы которых лежат электрический разряд в газах или парах металлов – люминесцентные лампы низкого давления, трубчатые (ЛЛ), компактные люминесцентные энергосберегающие (КЛЭ); разрядные лампы высокого давления дуговые ртутные лампы (ДРЛ), металлогалогенные лампы (ДРИ), натриевые – (ДНаТ); индукционные; светодиодные и др.

Независимо от принятой системы освещения общее искусственное освещение производственных помещений, предназначенных для постоянного пребывания людей, должно обеспечиваться разрядными источниками света.

Применение ламп накаливания допускается в отдельных случаях, когда по условиям технологии, среды или требований оформления интерьера использование разрядных источников света невозможно или нецелесообразно.

Для местного освещения кроме разрядных источников света рекомендуется использовать лампы накаливания, в том числе галогенные.

Применение ксеноновых ламп внутри помещений не допускается.

Лампы накаливания ввиду их низкой световой отдачи можно использовать в следующих случаях:

а) в помещениях с нормируемой освещенностью 50 лк и ниже, т. е. когда с помощью газоразрядных источников света невозможно обеспечить зрительный комфорт;

б) в помещениях с тяжелыми условиями среды и взрывоопасных, при отсутствии необходимых светильников с газоразрядными лампами;

в) в помещениях, где недопустимы радиопомехи;

г) для аварийного и эвакуационного освещения, когда рабочее освещение выполнено разрядными лампами высокого давления (ДРЛ, ДРН, ДНаТ).

Люминесцентные лампы низкого давления рекомендуется применять в помещениях:

а) где работа связана с большим и длительным напряжением зрения;

б) где требуется распознавание цветовых оттенков;

в) без естественного света;

г) где люминесцентное освещение целесообразно по архитектурно-художественным соображениям.

При отсутствии ограничений к цветопередачи следует применять люминесцентные лампы типа ЛБ, имеющие наибольшую световую отдачу и наименьшую пульсацию светового потока. При повышенном требовании к цветопередаче используют лампы ЛД и ЛДЦ.

Энергоэкономичные люминесцентные лампы 18, 36, 58 Вт с узкополосным спектром излучения отличаются от обычных люминесцентных ламп 20, 40, 80 Вт высокой световой отдачей и позволяют получить экономию электроэнергии в пределах до 8 %.

Разрядные лампы высокого давления (ДРЛ, ДРИ, ДНаТ) применяются в высоких производственных помещениях ($H \geq 6$ м). Причем при отсутствии требований к цветопередаче можно применять лампы ДРЛ, при наличии требований к цветопередаче – ДРИ.

Разрядные лампы высокого давления в значительной степени используются для освещения открытых пространств, заводских территорий, улиц, площадей. Здесь учитываются положительные свойства ламп нормально работать в широком диапазоне температур – $\pm 40^\circ\text{C}$.

Для аварийного освещения (освещения безопасности и эвакуационного) применяются: лампы накаливания; люминесцентные лампы – в помещениях с минимальной температурой воздуха не менее 5°C при условии питания ламп во всех режимах напряжения не ниже 90 % номинального; разрядные лампы высокого давления при условии их мгновенного или быстрого повторного зажигания как в горячем состоянии после кратковременного отключения питающего напряжения, так и в холодном состоянии.

Для охранного освещения могут использоваться любые источники света.

Выбор освещенности и коэффициента запаса

Под нормируемой освещенностью понимается минимальная освещенность, которая должна иметь место в «наихудших» точках освещаемой поверхности. Установлена следующая шкала нормируемых значений освещенности: 0,2; 0,3; 0,5; 1; 2; 3; 5; 10; 20; 30; 50; 75; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 1000; 1250; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000; 6000; 7500 лк.

Основным нормативным документом, первоисточником для выбора норм освещенности является СНБ 2.04.05–98.

Нормированные значения освещенности должны быть обеспечены в течении всего времени эксплуатации осветительной установки.

В связи с тем, что период эксплуатации имеет место постоянное уменьшение освещенности, начальная освещенность должна быть принята больше нормированной, а именно равна последней, умноженной на коэффициент запаса, значения которого регламентированы нормами. Этот коэффициент учитывает снижение светового потока источников света к концу срока службы, запыление светильников, старение последних, т. е. ухудшение характеристик, не восстанавливаемых очисткой, и снижение коэффициентов отражения стен и потоков помещения. Необходимый коэффициент запаса зависит от количества и характера пыли в воздухе, степени старения данного типа источников света (в связи с чем для газоразрядных ламп коэффициент запаса повышается), типа светильников, и, конечно периодичности очистки последних. В зависимости от указанных обстоятельств значение коэффициента запаса может находиться в пределах 1,3–2.

При проектировании осветительных установок для каждого помещения должны быть определены минимальные уровни освещенности (E_{\min}) на рабочих местах в зависимости от принятой системы освещения, ориентировочно определен коэффициент запаса (K_3).

Следующим шагом является выбор типа светильников.

Светильники являются осветительными приборами ближнего действия и предназначены для рационального перераспределения светового потока ламп, а также защита глаз от чрезмерной яркости, предохраняют источники света от загрязнения и механических повреждений. Конструктивно они состоят из корпуса-отражателя и (или) рассеивателя, патрона и крепящего устройства.

Каждый из светильников характеризуется одной из семи типовых кривых силы света: концентрированной (К), глубокой (Г), косинусной (Д), полуширокой (Л), широкой (Ш), равномерной (М) и синусной (С). Типовые кривые приведены на рис. 7.1.

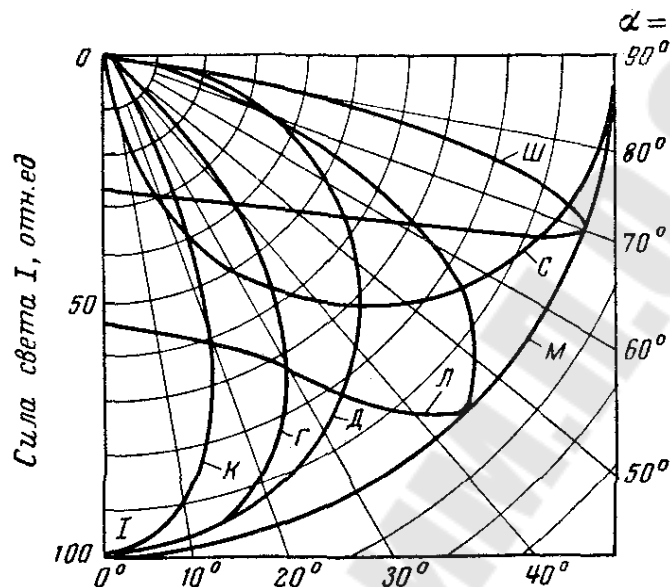


Рис. 7.1. Типовые кривые силы света светильников

По конструктивному исполнению в общем случае светильники подразделяются на:

- открытые – лампа не отделена от внешней среды;
- защищенные – лампа защищена от механических повреждений;
- закрытые – защищены от проникновения пыли и механических повреждений лампы;

- пыленепроницаемые – защищены от проникновения тонкой пыли;
- влагозащищенные – противостоят воздействию влаги;
- взрывозащищенные – противостоят появлению взрыва (В – взрывонепроницаемые, Н – повышенной надежности против взрыва).

Обозначение светильников приведены на рис. 7.2.

X	X	X	XX-X	×	X-XXX-XX	
						Тип источника света (одна буква на первом месте в шифре): Н – лампа накаливания; И – галогенные; Л – люминесцентные лампы; Р – ДРЛ; Г – металлогалогенные; Ж – натриевые; Ф – флюорисцентные; Б – бактерицидные; К – ксеноновые.
						Основной способ установки светильника: С – подвесные; П – потолочные; Б – настенные; Н – настольные; Т – напольные; В – встраиваемые; К – консольные; Р – ручные.
						Основное назначение светильника: П – для промышленных предприятий; Р – для рудников и шахт; О – для общественных зданий; Б – для жилых (бытовых) помещений; У – для наружного освещения; Т – для телевизионных студий.
						Номер серии, к которой принадлежит светильник (две цифры).
						Количество ламп в светильнике.
						Мощность ламп, Вт.
						Номер модификации светильника (трехзначное число).
						Обозначение климатического исполнения и категории размещения.

Рис. 7.2. Структура обозначения и маркировка светильников

В производственных помещениях с низкими коэффициентами отражения стен, потолков целесообразно применение светильников прямого света класса П со светораспределением типа К (концентрированная) при высоких потолках (более 6–8 м), с меньшей высотой потолков – со светораспределением типа Д (косинусная), реже Г (глубокая). С увеличением высоты помещения применяемый светильник должен иметь большую степень концентрации светового потока (К, Г)

и наоборот в низких помещениях рекомендуется использовать светильники с более широким светораспределением (Д, Г).

При высоких отражающих свойствах стен и потолков производственных помещений (светлые потолки и стены) целесообразно применение светильников преимущественно прямого света класса Н.

При высоких отражающих свойствах пола или рабочих поверхностей преимущество получают светильники класса П, поскольку в этом случае за счет отражения в верхнюю полусферу попадает достаточно светового потока для создания приемлемого зрительного комфорта.

Светильники преимущественно прямого света класс П и рассеянного света класса Р с кривыми светораспределения Д (косинусная) и Л (полуширокая) целесообразно применять для освещения административных, учебных помещений, лабораторий и т. п.

Светильники классов В (преимущественно отраженного света) и О (отраженного света) применяют для создания архитектурного освещения производственных помещений, гражданских зданий. Для наружного освещения – светильники с кривой силы света Ш (широкая).

При системе общего освещения светильники можно размещать над освещаемой поверхностью либо равномерно, либо локализовано. При равномерном освещении светильники располагают правильными симметричными рядами, создавая при этом относительно равномерную освещенность по всей площади, а при локализованном – индивидуально для каждого рабочего места или участка производственного помещения, создавая при этом требуемые освещенности только на рабочих местах.

Высота подвеса светильников над освещаемой поверхностью (расчетная высота подвеса) светильников в значительной степени определяет характеристику и технико-экономические показатели проектируемой осветительной установки.

Минимальная высота подвеса светильников ограничена условием ослепляющего из действия .

Максимальная высота ограничена размерами помещения и условиями обслуживания светильников.

При выборе высоты подвеса учитываются строительные особенности помещений – наличие ферм, технологических мостиков, размеры строительного модуля; одновременно рассматриваются способы прокладки и монтажа проводов и кабелей осветительной сети.

На рис. 7.3 показано расположение светильников общего освещения по высоте помещения. Минимальная высота подвеса светильников над освещаемой поверхностью определяется условиями ограничения ослепленности. Большинство помещений общественных зданий имеют высоту 2,5–3 м, поэтому высота подвеса ограничивается высотой помещения.

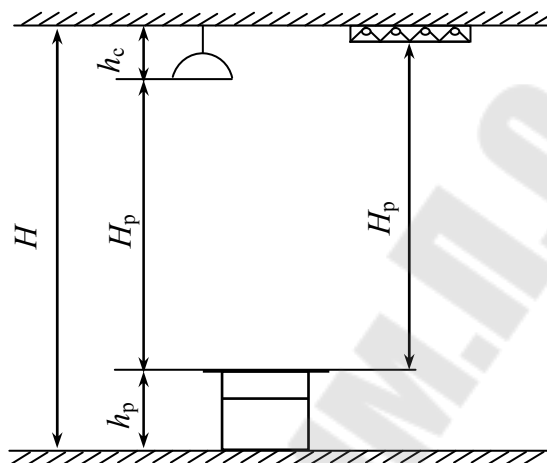


Рис. 7.3. Размещение светильников по высоте помещения

В общем случае расчетная высота подвеса светильников определяется по выражению

$$H_p = H - h_c - h_p, \quad (7.1)$$

где H – высота помещения; h_c – высота свеса светильника; h_p – высота рабочей поверхности, при отсутствии конкретной величины принимается равной 0,8 м.

При общем равномерном освещении лучшими вариантами расположения светильников с точечными источниками света являются расположение их по углам прямоугольника или в шахматном порядке (рис. 7.4, а, б) этим достигается наиболее равномерное распределение освещенности по всей площади помещения.

Выбор расстояния между светильниками зависит от типа светильника, высоты его подвеса над рабочей поверхностью, а иногда способ расположения светильников зависит от архитектурных или строительных условий.

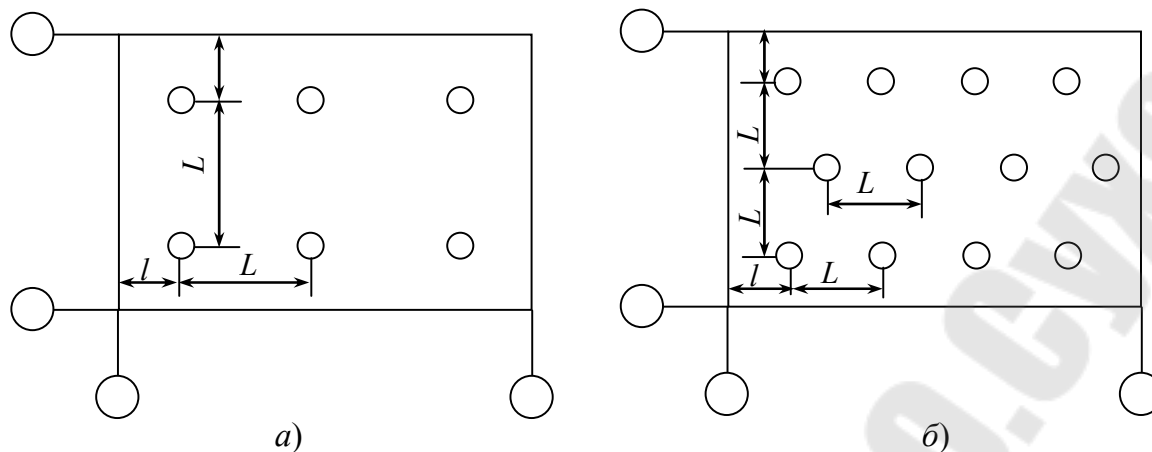


Рис. 7.4. Размещение светильников на плане помещения:
 а – по углам прямоугольника; б – в шахматном порядке

Установлено, что расстояние между светильниками зависит от наивыгоднейшей величины отношения L/H_p , где L – расстояние между светильниками или рядами, м; H_p – высота подвеса светильника над расчетной поверхностью, м.

Наивыгоднейшее расстояние между осветительными приборами L/H_p равно для классифицированных кривых: Д1 – 1,3; Д2 – 1,1; Г1 – 0,91; Г2 – 0,77; Г3 – 0,66; Г4 – 0,57; К1 – 0,49; К2 – 0,42; К3 – 0,36.

Ряды светильников с люминесцентными лампами следует располагать параллельно длинной стороне помещения со световыми проемами. Если проемы расположены на короткой стороне, то ряды светильников можно располагать и вдоль и поперек помещения. Расстояние от крайнего ряда светильников до стен (l) рекомендуется принимать около $0,5L$ при наличии у стен проходов и $0,3L$ в остальных случаях.

При общем освещении рабочих помещений светильники с люминесцентными лампами для создания равномерного освещения следует располагать непрерывными рядами, если в каждом светильнике число ламп менее четырех. Светильники можно располагать и рядами с разрывами, при этом расстояние между их торцами не должно превышать $0,5$ высоты подвеса светильников над освещаемой поверхностью.

Расстояние от потолка до светильника h_c обычно принимается $0,5$ – $0,7$ м (в жилых и общественных пониженной высоты $0,3$ – $0,4$ м).

Намечается размещение светильников на плане по углам прямоугольника.

Определяется количество рядов светильников:

$$R = \frac{B - 2l}{L} + 1.$$

Определяется количество светильников в ряду:

$$N_R = \frac{A - 2l}{L} + 1.$$

Полученные результаты округляются до ближайшего целого числа и пересчитываются реальные расстояния:

– между рядами светильников

$$L_B = \frac{B - 2l}{R - 1};$$

– между светильниками в ряду

$$L_A = \frac{A - 2l}{N_R}.$$

Для прямоугольных помещений проверяется условие

$$1 \leq L_A / L_B \leq 1,5.$$

Если $L_A / L_B < 1$, то необходимо уменьшить число светильников в ряду на один или увеличить число рядов на один.

Если $L_A / L_B > 1,5$, то необходимо увеличить число светильников в ряду на один или уменьшить число рядов на один.

Общее число светильников определяем по формуле

$$N_{\text{св}} = RN_R.$$

Светильники с трубчатыми люминесцентными лампами могут располагаться вплотную друг к другу по длине или с разрывом.

При применении светильников с люминесцентными лампами из светотехнического расчета определяется световой поток Φ_R ряда светильников, а затем рассчитывается число светильников в ряду:

$$N_R = \frac{\Phi_R}{n_{\text{св}} \Phi_{\text{л}}},$$

где $n_{\text{св}}$ – число ламп в одном светильнике; $\Phi_{\text{л}}$ – световой поток одной лампы, лм.

В процессе расчетов необходимо сделать, чтобы суммарная длина светильников с люминесцентными лампами в одном ряду не превышала длины помещения.

Светотехнический расчет

Светотехнические расчеты позволяют выполнить следующее:

а) определить количество и единичную мощность источников света осветительной установки, обеспечивающей требуемую освещенность в помещении (на рабочей поверхности);

б) для существующей (спроектированной) осветительной установки рассчитать освещенность в любой точке поверхности освещаемого помещения;

в) определить качественные показатели осветительной установки (коэффициент пульсации, цилиндрическую освещенность, показатели ослепленности и дискомфорта).

Применяются два метода расчета электрического освещения: метод коэффициента использования светового потока и точечный метод.

Метод коэффициента использования светового потока применяется для расчета общего равномерного освещения горизонтальных поверхностей, в основном для расчета светового потока источника (источников) света. Этот метод позволяет рассчитывать также среднюю освещенность горизонтальной поверхности с учетом всех падающих на нее потоков, как прямых, так и отраженных. Он не применим при неравномерном размещении светильников, расчете освещенности в характерных точках как негоризонтальных, так и горизонтальных поверхностей.

Упрощенной формой метода коэффициента использования светового потока является метод удельной мощности на единицу освещаемой площади. Применяется этот метод для ориентировочных расчетов общего равномерного освещения. Максимальная погрешность расчета по методу удельной мощности составляет $\pm 20\%$.

Точечный метод расчета освещения позволяет определить освещенность в любой точке поверхности освещаемого помещения при любом равномерном или неравномерном размещении светильников. Он часто используется как проверочный метод для расчета освещенности в характерных точках поверхности. С помощью точечного метода можно проанализировать распределение освещенности по всему помещению, определить минимальную освещенность не только на горизонтальной, но и наклонной поверхности, рассчитать аварийное и местное освещение.

Основной недостаток точечного метода расчета заключается в неучете отраженного светового потока от стен, потолка и рабочей поверхности помещения.

В тех случаях, когда не может быть применен ни один из названных методов, например, при расчете неравномерного освещения помещения со значительными отражающими свойствами стен, потолка и рабочей поверхности, то используют оба метода, действуя комбинированным способом

Расчет светового потока методом коэффициента использования

По этому методу расчетную освещенность на горизонтальной поверхности определяют с учетом светового потока, падающего от светильников непосредственно на расчетную поверхность и отраженного от стен, потолка и самой поверхности.

Метод коэффициента использования применим для расчета освещения помещений светильниками с лампами накаливания и газоразрядными.

Коэффициентом использования светового потока осветительной установки называется отношение светового потока, падающего на горизонтальную поверхность, к суммарному потоку всех ламп, размещенных в данном освещаемом помещении:

$$\eta = (\Phi_{\text{п}} + \Phi_{\text{отр}}) / n\Phi_{\text{л}} = \Phi_{\text{р}} / n\Phi_{\text{л}},$$

где $\Phi_{\text{п}}$ – световой поток, падающий от светильников непосредственно на освещаемую поверхность, лм; $\Phi_{\text{отр}}$ – отраженный световой поток, лм; $\Phi_{\text{л}}$ – световой поток ламп, лм; $\Phi_{\text{р}}$ – результирующий световой поток, лм; n – количество ламп в освещаемом помещении.

При расчете по методу коэффициента использования световой поток ламп, необходимый для создания заданной минимальной освещенности определяется по формуле

$$\Phi = \frac{E \cdot k \cdot S \cdot z}{n\eta},$$

где E – заданная минимальная нормируемая освещенность, лк; k – коэффициент запаса (принимается 1,3–2,0); S – площадь помещения, м²; z – отношение $E_{\text{ср}}/E_{\text{мин}}$ (неравномерность освещения принимается 1,15 – для ламп накаливания и ДРЛ; 1,1 – для люминесцентных ламп); n – число светильников (как правило, намечается до расчета); η – коэффициент использования, о. е.

Коэффициент использования определяется в зависимости от значений индекса помещения i и коэффициентов отражения потолка, стен, рабочей поверхности – $\rho_{\text{п}}$, $\rho_{\text{с}}$, $\rho_{\text{р}}$.

Индекс помещения можно вычислить по выражению

$$i = \frac{AB}{h(A+B)},$$

где A и B – длина и ширина помещения, м; h – расчетная высота подвеса светильников над освещаемой поверхностью, м.

Приблизительные значения коэффициентов отражения можно определить по следующим рекомендациям:

- побеленный потолок и стены – 80–70 %;
- побеленный потолок, стены окрашены в светлые тона – 50 %;
- бетонный потолок, стены оклеены светлыми обоями, бетонные стены – 30 %;
- стены и потолки в помещениях оштукатуренные, темные обои – 10 %.

Метод расчета освещения по удельной мощности

Метод удельной мощности широко применяют в проектной практике, и позволяет без выполнения светотехнических расчетов определять мощность всех ламп общего равномерного освещения, требуемого по нормам в данном помещении.

В основу расчета по удельной мощности положен метод коэффициента использования светового потока.

Из светотехники известно, что световая отдача лампы (лм/Вт) определяется по выражению

$$\omega = \Phi / P_{\text{л}},$$

где $\Phi = \frac{E \cdot k_3 \cdot S \cdot z}{n\eta}$.

Отсюда

$$\Phi = P_{\text{л}} \cdot \omega + \frac{E \cdot k_3 \cdot S \cdot z}{n\eta}.$$

$$nP_{\text{л}}/S = P_{\text{уд}}.$$

Удельной мощностью $P_{\text{уд}}$ называется отношение суммарной мощности всех ламп, установленных в данном помещении, к площади освещаемой поверхности (пола), Вт/м²:

$$P_{\text{уд}} = nP_{\text{л}}/S.$$

Метод расчета заключается в определении удельной мощности $P_{\text{уд}}$.

Установленная мощность всех ламп определяется как произведение удельной мощности на площадь всего помещения

$$P_{\text{уст}} = P_{\text{уд}} \cdot S.$$

После того как определена мощность всех ламп, можно определить мощность одной лампы, намечая предварительно количество ламп, или определить количество ламп, намечая конкретную стандартную мощность ламп:

$$P_{\text{л}} = P_{\text{расч}}/n, \text{ или } n = P_{\text{расч}}/P_{\text{л}}.$$

Расчет освещения точечным методом

Точечный метод расчета освещения является обязательным для расчета освещенности негоризонтальных поверхностей, общего локализованного, эвакуационного, местного и наружного освещения. Он позволяет рассчитывать световой поток источника света, светильника, ряда светильников.

Точечный метод в отличие от метода коэффициента использования позволяет определить освещенность любой точки на рабочей поверхности, как угодно расположенной в пространстве, например, горизонтально, вертикально или наклонно. Расчет освещения точечным методом производят тогда, когда невозможно применить метод коэффициента использования, например расчеты локализованного освещения, освещения наклонных или вертикальных поверхностей. Точечный метод также часто применяют в качестве проверочного расчета, когда необходимо оценить фактическое распределение освещенности на освещаемой поверхности. Но точечный метод не учитывает освещенность, создаваемую световым потоком, отраженным от стен и потолков, вследствие чего освещенность получается несколько заниженной. Поэтому точечный метод можно применять для расчета освещения помещений, в которых, отраженный световой поток составляет незначительную долю по сравнению со световым потоком, падающим непосредственно на освещаемую поверхность, например производственных помещений с низкими коэффициентами стен и потолков, местного освещения, наружного освещения.

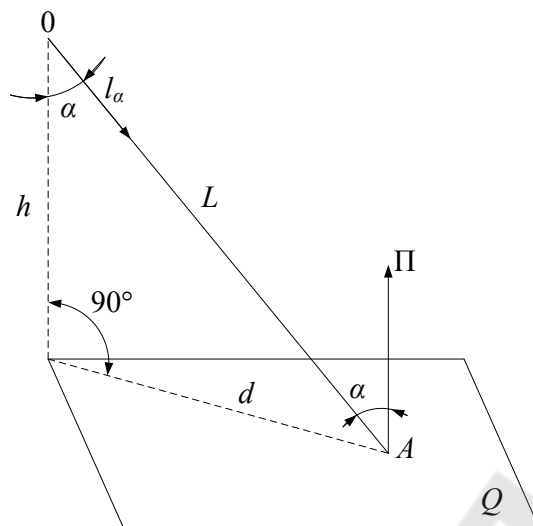


Рис. 7.5. Определение точки A

Горизонтальная освещенность в точке A

$$E'_{rA} = I_{\alpha} \cos^3 \alpha (h^2 \cdot k_3).$$

Расчет освещения точечным методом с использованием пространственных изолюкс

Пространственные изолюксы или кривые значений освещенности составлены для стандартных светильников с условной лампой 1000 лм в прямоугольной системе координат в зависимости от высоты подвеса светильника H_p и расстояния в проекции светильника на горизонтальную поверхность до контрольной (характерной) точки.

Порядок расчета данным методом следующий:

а) на плане помещения с известным расположением светильников намечается одна или две контрольные точки, в которых ожидается наименьшая освещенность. Например, точка A (рис. 7.6);

б) определяются расстояния от контрольной точки до ближайших светильников, т. е. расстояния d_1, d_2, \dots, d_6 ;

в) в зависимости от типа светильников по кривым пространственных изолюкс [10] для каждого значения H_p и d находятся условные освещенности в люксах, т. е. соответственно e_1, e_2, \dots, e_6 . Значения e в большинстве случаев определяются путем интерполирования между значениями, указанными у ближайших изолюкс.

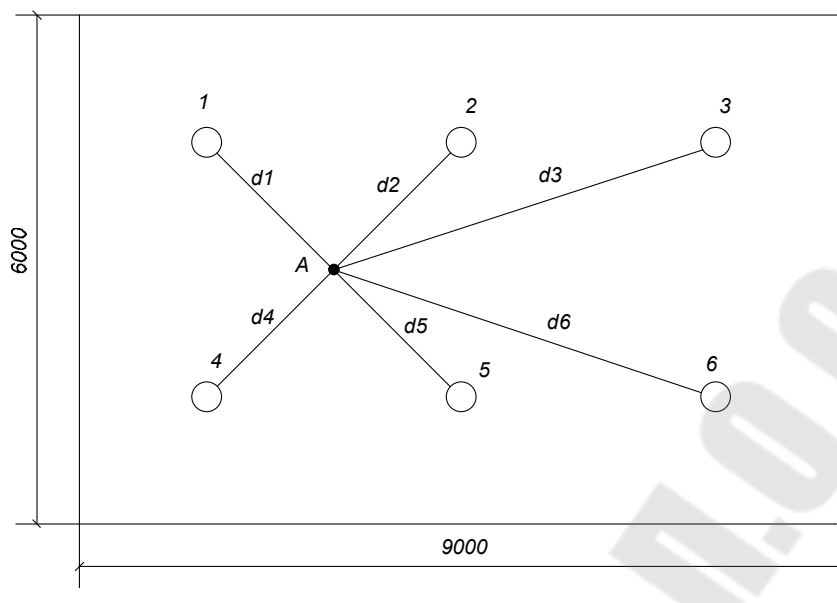


Рис. 7.6. Размещение контрольной точки

Если заданные H_p и d выходят за пределы шкал на графиках в ряде случаев возможно обе эти координаты увеличить (уменьшить) в n раз так, чтобы точка оказалась в пределах графика и определенное по графику значение e увеличить (уменьшить) в n^2 раз. При отсутствии изолюкс для данного светильника можно воспользоваться графиком для излучателя, имеющего по всем направлениям силу света 100 кд (рис. 7.7).

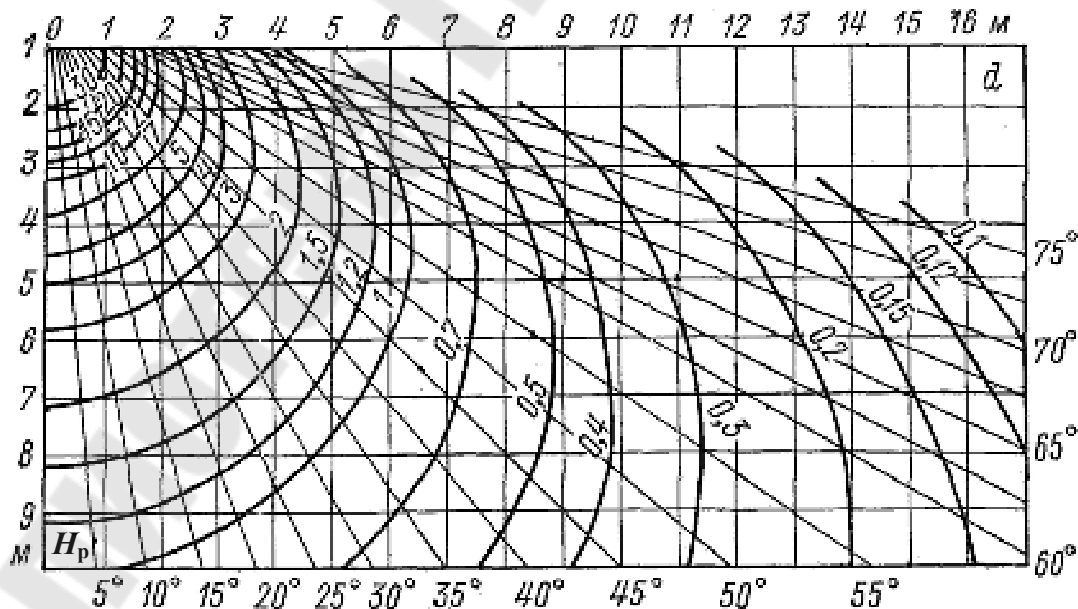


Рис. 7.7. Пространственные изолюксы условной горизонтальной освещенности. Сила света светильника по всем направлениям 100 кд

Значение условной освещенности e_{100} определяется по координатам H_p и d , одновременно по радиальным лучам находится значение α и по кривой силы света светильников I_α , тогда

$$e = e_{100} \frac{I_\alpha}{100};$$

г) находится общая условная освещенность контрольной точки:

$$\sum e = e_1 + e_2 + \dots + e_6;$$

д) определяется потребный световой поток лампы в одном светильнике по формуле

$$\Phi = \frac{1000 E_{\min} k_3}{\mu \sum e},$$

где E_{\min} – нормируемая освещенность, лк; k_3 – коэффициент запаса; μ – коэффициент, учитывающий освещенность от удаленных источников света, принимается равным 1,1–1,2;

е) по полученному расчетному световому потоку выбирают мощность стандартной лампы.

При выборе контрольной точки на вертикальной или наклонной плоскости освещенность ее может быть определена по следующей исходной формуле

$$E_A = \frac{I_\alpha \cos^3 \alpha}{H_p^2 k_3} \left(\cos \theta \pm \frac{d}{H_p} \sin \theta \right),$$

где I_α – сила света излучателя по направлению точка A ; α – угол между направлением к расчетной точке осью симметрии светильника; θ – угол наклона расчетной плоскости по отношению к плоскости, перпендикулярной оси симметрии светильника (горизонтальная плоскость). Знак «–» принимается при условии $\theta > \frac{\pi}{2} + \alpha$.

Освещенность наклонной плоскости, выраженная через освещенность горизонтальной плоскости,

$$E_H = E_\Gamma \left(\cos \theta \pm \frac{d}{H_p} \sin \theta \right).$$

Освещенность вертикальной поверхности

$$E_B = E_{\Gamma} \frac{d}{H_p}$$

или

$$E_B = E_{\Gamma} \cdot \operatorname{tg} \alpha.$$

Расчет точечным методом с использованием линейных изолюк

Применяется для расчета освещения от светящихся линий.

Светящей линией является непрерывный ряд светильников с люминесцентными лампами или ряд с разрывами между светильниками (λ) при условии, если $\lambda < 0,5H_p$, или отдельный излучатель (светильник), если его длина превышает $0,5H_p$.

Для расчета освещения от светящихся линий применяются линейные изолюксы светильников, составленные при плотности светового потока $\Phi'_{\text{л}} = 1000 \text{ лм/м}$ и расчетной высоте $H_p = 1 \text{ м}$ в координатах

$p' = \frac{p}{H_p}$ и $L' = \frac{L}{H_p}$ (рис. 7.8).

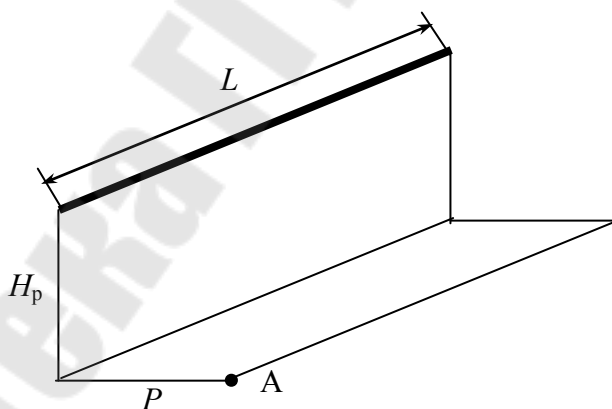


Рис. 7.8. Светящая линия (L) с указанием размеров, определяющих положение ее по отношению к контрольной точке; H_p – расчетная высота подвеса светильников; p – расстояние от контрольной точки в плоскости перпендикулярной светящей линии до перпендикуляра, опущенного на расчетную плоскость от светящей линии

Расчет светового потока всех ламп в ряду выполняется в следующей последовательности:

а) на плане помещения с указанием светящихся линий отмечают расчетную точку в конце ряда светильников и лежащую посередине между параллельными рядами. Находят ее относительные координаты, т.е. p' и L' ;

б) по кривым линейных изолукс определяют относительную освещенность ε по найденным p' и L' ;

в) потребный световой поток ламп в ряду рассчитывают по следующей формуле

$$\Phi_p = \frac{1000 E_{\min} k_3 H_p L}{\mu \sum \varepsilon},$$

где μ – коэффициент, учитывающий освещенность от удаленных источников света, $\mu = 1,1$; $\sum \varepsilon$ – сумма относительных освещенностей от ближайших рядов (части рядов) светильников;

г) по Φ_p подбирается число и мощность ламп в ряду.

Наружное освещение

Для наружного освещения производятся светильники с лампами ртутными разрядными лампами ДРЛ, натриевыми лампами ДНаТ, компактными фигурными люминесцентными лампами.

В зависимости от применяемых ламп и способа установки светильники имеют буквенное обозначение:

РКУ – с ртутной лампой ДРЛ консольный;

РТУ – с ртутной лампой ДРЛ торшерный;

ЖКУ – с натриевой лампой ДНаТ консольный;

ЖТУ – с натриевой лампой ДНаТ торшерный;

ЛКУ – с компактной люминесцентной лампой консольный.

Основными источниками света, применяемыми в прожекторах, являются лампы накаливания, галогенные лампы, лампы ДРЛ, ДНаТ.

В зависимости от типа применяемых ламп прожекторы имеют обозначение:

ИО – с галогенной лампой;

РО – с ртутной лампой ДРЛ;

ЖО – с натриевой лампой ДНаТ;

ГО – с металлогалогенной лампой ДРИ;

ФО – с компактной люминесцентной лампой.

Выбор светильников для наружного освещения производится по условиям окружающей среды и светотехническим характеристикам.

В зависимости от типа применяемых источников света, светильников, в зависимости от ширины проезжей части улицы могут применяться различные схемы расположения светильников а) – однорядная, рекомендуемая при ширине проезжей части до 12 м; б) – двухрядная – свыше 12 м.

Расчет наружного освещения заключается в определении расстояния между светильниками (шага светильников). Светотехнический расчет выполняется по методу коэффициента использования светового потока по формуле

$$\Phi = LK_3\pi/\eta_L,$$

где L – нормируемая яркость покрытия, $\text{кд}/\text{м}^2$; K_3 – коэффициент запаса (принимается 1,3 – для ламп накаливания и 1,5 – для разрядных ламп); η_L – коэффициент использования светового потока в зависимости от типа ламп, угла наклона светильника, характеристики покрытия, отношения ширины дороги к высоте к высоте установки светильников.

Для наружного освещения проездов, проходов промышленных предприятий, улиц и площадей при средней яркости покрытия $0,4\text{--}1,6 \text{ кд}/\text{м}^2$, рекомендуется применять высокоэкономичные разрядные источники света высокого давления: ртутные лампы ДРЛ; натриевые лампы ДНаТ.

По рассчитанному световому потоку Φ и световому потоку, предварительно выбранных ламп, определяется расстояние между светильниками:

$$l = S/b,$$

где S – площадь, которую могут осветить лампы, м^2 ; b – ширина проезда (улицы), м.

Выбор высоты установки светильников и прожекторов

Для ограничения слепящего действия установок наружного освещения на площадках промышленных предприятий высота установки светильников выбирается: для светильников с защитным углом меньше 15° – не менее значений указанных справочниках; для светильников с защитным углом больше или равно 15° – не менее 3,5 м при любых источниках света.

При применении прожекторов и наклонно установленных отношение осевой силы света прожекторов и светильников к квадрату

высоты их установки, обозначаемой буквой c , в зависимости от нормируемой освещенности регламентируется значениями от 100 до 3500.

Исходя из этого, минимально допустимую высоту установки прожекторов можно выразить формулой

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{c}};$$

$$H = m\sqrt{c}, \text{ откуда } m = \frac{1}{\sqrt{c}},$$

где I_{\max} – осевая сила света прожекторов и светильников прожекторного света, кд; c – квадрат высоты установки прожекторов.

Определение расхода электроэнергии на освещение

Годовой расход электроэнергии на искусственное освещение можно определить расчетным путем по выражению

$$W = P_p T_{\text{мо}},$$

где P_p – расчетная нагрузка освещения, кВт; $T_{\text{мо}}$ – годовое число использования максимума осветительной нагрузки, значения которого для географической широты Республики Беларусь приведены в табл. 7.6.

Таблица 7.6

Годовое число использования максимума осветительной нагрузки наружного освещения

Вид освещения	Режим включения					
	ежедневно			в рабочие дни		
	на всю ночь	до 1 часа ночи	до 24 часов	на всю ночь	до 1 часа ночи	до 24 часов
Освещение территорий	3600	2450	2100	3000	2060	1750
Охранное освещение	3500	-	-	-	-	-

7.2. Электрическая часть

Определение установленной и расчетной мощности осветительной установки

На основании выполненных светотехнических расчетов осветительной установки и выбора ламп определяется установленная мощность осветительной нагрузки.

Установленная мощность ($P_{уст}$) складывается из мощности ламп выбранных для освещения помещений. При подсчете установленной мощности ламп следует суммировать отдельно мощность ламп накаливания ($\sum P_{л.н}$), люминесцентных ламп низкого давления ($\sum P_{л.л}$), дуговых ртутных ламп высокого давления ($\sum P_{рл.вд}$).

Для получения расчетной мощности вводится поправочный коэффициент спроса (k_c) к установленной мощности, так как в зависимости от характера производства и назначения помещений часть ламп по разным причинам может быть не включена.

Расчетная нагрузка для ламп накаливания определяется умножением установленной мощности ламп на коэффициент спроса

$$P_{р.л.н} = \sum P_{лн} \cdot k_c,$$

В осветительных установках с разрядными лампами расчетная максимальная мощность включает потери мощности в пускорегулирующей – аппаратуре (ПРА) и определяются:

– для люминесцентных ламп низкого давления с электромагнитными ПРА

$$P_{р.лл} = 1,2 \cdot \sum P_{лл} \cdot k_c;$$

– для люминесцентных ламп низкого давления с электронными ПРА и для компактных люминесцентных энергосберегающих ламп

$$P_{р.лл} = 1,05 - 1,08 \cdot \sum P_{лл} \cdot k_c;$$

– для дуговых ртутных ламп ДРЛ, ДРИ

$$P_{р.р.л.вд} = 1,1 \cdot \sum P_{р.л.вд} \cdot k_c.$$

Значение коэффициента спроса для сети рабочего освещения производственных зданий равно:

1,0 – для мелких производственных зданий;

0,95 – для зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов;

0,85 – для зданий, состоящих из малых отдельных помещений;

0,8 – для административно-бытовых и лабораторных зданий промышленных предприятий;

0,6 – для складских зданий, состоящих из многих отдельных помещений.

Коэффициент спроса для расчета сети освещения аварийного и эвакуационного освещения следует принимать равным 1,0.

Расчет электрической сети освещения

Расчет электрической сети освещения заключается в определении сечения проводов и кабелей на всех участках групповой и питающей сети. Рассчитанное сечение жил проводов и кабелей должно удовлетворять условиям механической прочности, нагрева и потерь напряжения.

Выбор сечений проводов по механической прочности

По механической прочности расчет проводов и кабелей внутренних электрических сетей не производится. Оно должно быть не менее $2,0 \text{ мм}^2$.

Выбор сечений проводов по нагреву

Сечение жил проводов и кабелей для сети освещения можно определить в зависимости от расчетного длительного значения токовой нагрузки при нормальных условиях прокладки по условию

$$I_{\text{п}} \geq I_{\text{р}} / K_{\text{п}},$$

где $I_{\text{п}}$ – допустимый ток на стандартное сечение провода, А (длительно допустимые токовые нагрузки на провода и кабели приведены в приложении К); $I_{\text{р}}$ – расчетное значение длительного тока нагрузки, А; $K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на условия прокладки.

Для выбора сечений проводов и кабелей по допустимому нагреву необходимо определить расчетные токовые нагрузки линий в амперах.

Расчетные максимальные токовые нагрузки определяют по формулам:

– для однофазной сети:

$$I_{\text{р}} = P_{\text{р}} / U_{\text{ф}} \cdot \cos \varphi;$$

– для трехфазной (четырёхпроводной) сети:

$$I_{\text{р}} = P_{\text{р}} / \sqrt{3} U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi;$$

– для двухфазной с нулем, при равномерной загрузке фаз:

$$I_{\text{р}} = P_{\text{р}} \cdot U_{\text{ф}} \cdot \cos \varphi.$$

Коэффициент мощности ($\cos \varphi$) следует принимать:

1,0 – для ламп накаливания;

0,85 – для одноламповых светильников с люминесцентными лампами низкого давления;

0,92 – для много ламповых светильников с люминесцентными лампами низкого давления;

0,5 – для светильников с разрядными лампами высокого давления (ДРЛ, ДРИ);

0,85 – для светильников с разрядными лампами высокого давления, имеющими ПРА с конденсатором [5].

Выбранное сечение удовлетворяет условию, следовательно, выбираем провод с алюминиевыми жилами марки АППВ $3 \cdot 2,5 \text{ мм}^2$.

Расчет сети по потере напряжения

Располагаемая (допустимая) потеря напряжения в осветительной сети, т. е. потеря напряжения в линии от источника питания (шин 0,4 кВ КТП) до последней лампы в ряду, подсчитывается по формуле

$$\Delta U_p = 105 - U_{\min} - \Delta U_T,$$

где 105 – напряжение холостого хода на вторичной стороне трансформатора, %; U_{\min} – наименьшее напряжение, допускаемое на зажимах источника света, % (принимается равным 95 %); ΔU_T – потери напряжения в силовом трансформаторе, приведенные к вторичному номинальному напряжению и зависящие от мощности трансформатора, его загрузки β и коэффициента мощности нагрузки, %.

Потери напряжения в трансформаторе можно определить по табл. 1.2 или по выражению

$$\Delta U_T = \beta(U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi),$$

где β – коэффициент загрузки трансформатора; U_a и U_p – активная и реактивная составляющие напряжения короткого замыкания трансформатора, которые определяются следующими выражениями:

$$U_a = P_k / P_{\text{ном}} \cdot 100; \quad U_p = \sqrt{U_k^2 - U_a^2},$$

где P_k – потери короткого замыкания, кВт; $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВт · А; U_k – напряжение короткого замыкания, %.

Значения P_k и U_k можно определить по каталогам на трансформаторы.

Потери напряжения при заданном значении сечения проводов можно определить по выражению

$$\Delta U = M / CS,$$

И наоборот, при заданном значении потери напряжения можно определить сечение провода

$$S = M / C \Delta U,$$

где M – момент нагрузки, кВт · м; C – коэффициент, зависящий от материала провода и напряжения сети

Метод определения момента нагрузки выбирается в зависимости от конфигурации сети освещения:

– в простом случае момент определяется как произведение мощности ламп на длину участка сети (рис. 7.9, а).

$$M = P_p L;$$

– в проектной практике осветительная сеть имеет более сложную конфигурацию, тогда момент нагрузки можно определить по выражению

$$\begin{aligned} M &= P_1 \cdot L + P_2 \cdot (L + L_1) + P_3 \cdot (L + L_1 + L_2) = \\ &= L \cdot (P_1 + P_2 + P_3) + L_1 \cdot (P_2 + P_3) + L_2 \cdot P_3 \end{aligned}$$

для сети с равномерно распределенной нагрузкой момент нагрузки определяется, как произведение мощности ламп на половину длины групповой линии.

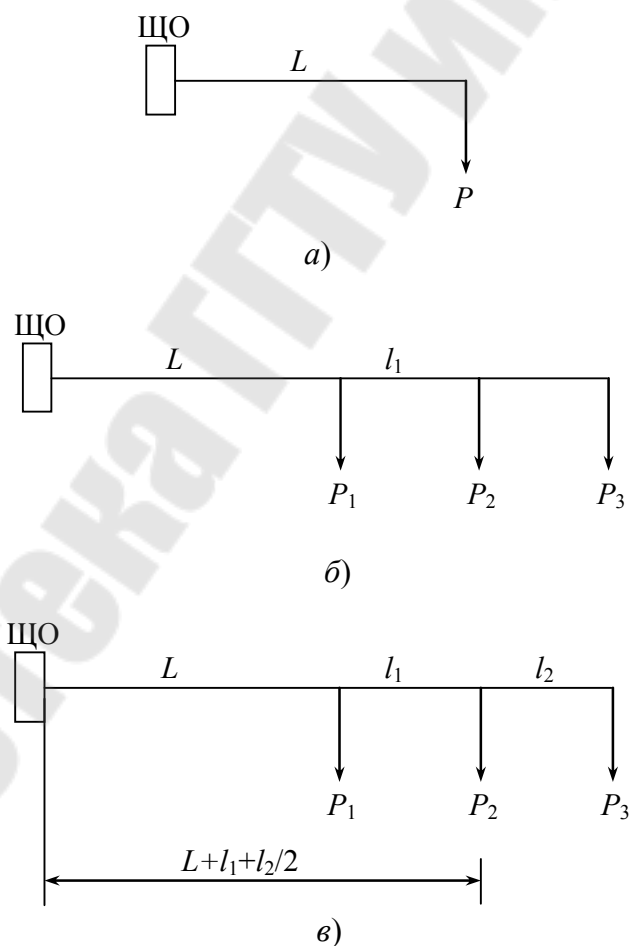


Рис. 7.9. Конфигурация сети освещения: а – простая сеть; б – сложная сеть с неравномерно распределенной нагрузкой; в – сложная сеть с равномерно распределенной нагрузкой

$$M = \sum P_p \cdot L + (L_1 + L_2)/2,$$

где L – длина участка сети от группового щитка до первого светильника в ряду, м.

Для сети более сложной конфигурации, когда участки сети имеют разное количество фазных проводов, определяется приведенный момент по выражению

$$M_{\text{пр}} = \sum M + \alpha \sum m,$$

где $\sum M$ – сумма моментов данного и всех последующих по направлению тока участков с тем же числом проводов в линии, что и на данном участке; $\sum m$ – сумма моментов питаемых через данный участок линии с иным числом проводов, чем на данном участке; α – коэффициент приведения моментов (определяется по таблицам)

Расчет сети на наименьший расход проводникового материала ведется по формуле

$$S = \sum M + \alpha \sum m / C \cdot \Delta U_p,$$

где ΔU_p – расчетные потери напряжения, %, допустимые от начала данного участка до конца сети.

Последовательно определяются сечения на всех участках сети освещения, начиная от участка ближайшего к источнику питания и округляются до ближайшего большего значения стандартного ряда. По выбранному сечению данного участка определяются потери напряжения в нем. Последующие участки сети рассчитываются по разности между расчетной потерей напряжения и потерями до начала каждого участка.

Защита осветительной сети и выбор аппаратов защиты

Осветительные сети должны иметь защиту от токов короткого замыкания (КЗ), а в некоторых случаях также от перегрузки [1].

Защите от перегрузки подлежат сети:

- внутри помещений, проложенные открыто незащищенными изолированными проводниками и с горючей оболочкой;
- внутри помещений, проложенные защищенными проводниками в трубах, в несгораемых строительных конструкциях и т. п.;
- осветительные в жилых, общественных и торговых помещениях, служебно-бытовых помещениях промышленных предприятий,

включая сети для бытовых и переносных электроприемников, а также в пожароопасных производственных помещениях;

– всех видов во взрывоопасных наружных установках независимо от условий технологического процесса или режима работы сети.

Все остальные сети не требуют защиты от перегрузки и защищаются только от токов короткого замыкания.

Аппараты, установленные для защиты от коротких замыканий и перегрузки, должны быть выбраны так, чтобы номинальный ток каждого из них $I_{\text{ном з.а}}$ был не менее расчетного тока I_p , рассматриваемого участка сети:

$$I_{\text{ном з.а}} \geq I_p,$$

где I_p – расчетный ток рассматриваемого участка сети, А.

Осуществляется защита осветительных сетей аппаратами защиты – плавкими предохранителями или автоматическими выключателями, которые отключают защищаемую электрическую сеть при ненормальных режимах.

Тема 8

ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ И ПРОВОДНИКОВ ДЛЯ ПИТАНИЯ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ

Под расчетом электрических сетей понимается выбор сечений проводников, шинопроводов и расчет защиты их от ненормальных режимов.

Провода, кабели и шинопроводы должны выдерживать допустимый нагрев длительным расчетом током в нормальном (I_p) и в послеаварийном ($I_{ав}$) режимах работы, потеря напряжения в них (ΔU) не должна превышать допустимых значений ($\Delta U_{доп}$). Кроме этого, допустимый ток выбранного проводника должен соответствовать току аппарата, защищающего этот проводник по условиям нагрева токами перегрузки и КЗ.

Сети, имеющие числа часов использования максимума нагрузки (T_n) более 5000 ч (кроме ответвлений к отдельным электроприемникам и осветительных сетей) могут рассчитываться по экономической плотности тока.

Шинопроводы, кроме этого, должны обладать электродинамической стойкостью к токам КЗ.

Минимальные сечения жил проводников определяются требованиями механической прочности. Так, например, минимальные сечения алюминиевых жил проводников для присоединения к неподвижным электроприемникам внутри помещений должны быть не менее 4 мм^2 при прокладке на изоляторах, 2 мм^2 – при других способах прокладки.

Таким образом, основными расчетами цеховых электрических сетей, определяющими выбор сечений их проводников, являются расчет по допустимому нагреву и расчет по допустимой потере напряжения.

В связи с действующими в настоящее время нормативными документами, разработанными на основе международного стандарта МЭК 364 «Электрические установки зданий» установлены ряд обязательных требований к выбору сечений нулевых рабочих (N), совмещенных нулевых рабочих и защитных (PEN) и защитных (PE) проводников.

Для однофазных, а также трехфазных сетей при питании по ним однофазных нагрузок сечение нулевого рабочего N-проводника во всех случаях принимается равным сечению фазных проводников. Для варианта питания трехфазных симметричных нагрузок (в том числе и

многоламповых светильников, включаемых в трехфазную сеть) нулевой рабочий N-проводник должен иметь сечение, равное сечению фазных проводников, если те имеют сечение до 16 мм^2 по меди или до 25 мм^2 по алюминию. При больших сечениях фазных проводников он может иметь сечение, составляющее не менее 50 % сечения фазных проводников, при этом N-проводник должен отключаться как и фазные проводники от сверхтока.

Для совмещенного PEN-проводника можно принимать его сечение равным 10 мм^2 и выше по меди и 16 мм^2 и выше по алюминию, при этом сечение PEN-проводника должно быть не менее требуемого сечения N-проводника.

Сечение защитного PE-проводника должно равняться:

- сечению фазных проводников при сечении последних до 16 мм^2 ;
- 16 мм^2 при сечении фазных проводников от 16 до 35 мм^2 ;
- не менее 50 % сечения фазных проводников при больших сечениях последних.

Выбор сечения проводников и кабелей по допустимому нагреву

Для выбора сечения проводника по условиям нагрева токами нагрузки сравниваются расчетный I_p и допустимый $I_{\text{доп}}$ (табл. 8.1–8.13) токи проводника (проводов, кабелей и шин) принятой марки с учетом условий его прокладки.

Должно соблюдаться следующее соотношение:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_p}{K_{\text{п}}}, \quad (8.1)$$

где I_p – расчетный ток длительного режима работы; $I_p = i_n$ – для одиночного электроприемника длительного режима работы (i_n – номинальный ток);

$I_p = \frac{i_{\text{ПВ}} \sqrt{\text{ПВ}}}{0,875}$ – для электроприемника с повторно-

кратковременным (ПКР) или кратковременном (КР) режимах работы с общей длительностью цикла до 10 мин и длительностью рабочего периода не более 4 мин ($\text{ПВ} \leq 0,4$), а также для КР с длительностью включения не более 4 мин и перерывами между включениями, достаточными для охлаждения проводников до температуры окружающей среды для алюминиевых проводников более 10 мм^2 (или допустимый ток умножить на коэффициент $\frac{0,875}{\sqrt{\text{ПВ}}}$). При длительности включения

более 4 мин, а также при перерывах недостаточной длительности между включениями наибольшие допустимые токи следует принимать как для установок с длительным режимом работы; 0,875 – коэффициент запаса; ПВ – продолжительность включения в о. е.; $i_{ПВ}$ – номинальный ток электроприемника ПКР работы; $I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_n}$ – расчетный ток группы электроприемников;

K_{Π} – поправочный коэффициент, корректирующий допустимый ток на температурные условия окружающей среды, в которой прокладывается проводник

Во взрывоопасных помещениях сечения проводников для ответвлений к электродвигателям с короткозамкнутым ротором принимаются исходя из условия

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{1,25i_n}{K_{\Pi}}. \quad (8.2)$$

Допустимые длительные токи для проводов и кабелей, проложенных в коробах, а также в лотках пучками, должны приниматься для проводов – по таблицам ПУЭ.

Выбранный проводник согласовывается с защищаемым аппаратом:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{K_3 I_3}{K_{\Pi}}, \quad (8.3)$$

где K_3 – коэффициент защиты, представляющий собой кратность длительно допустимого тока проводника к току защитного аппарата; I_3 – ток защитного аппарата (номинальный ток плавкой вставки или расцепителя автомата или ток срабатывания защитного аппарата).

Тема 9

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА НАПРЯЖЕНИЕ ВЫШЕ 1кВ

Назначение и основные принципы построения схем питания электроэнергией промышленных предприятий.

Чтобы обеспечить ЭЭ промышленное предприятие, требуется присоединить это предприятие к сетям энергосистемы с последующим распределением электроэнергии внутри предприятия и по отдельным его подразделениям.

Как вам уже известно, существует 9 уровней системы электропитания (СЭС):

- 1 – отдельные электроприемники
- 2 – вводные устройства (ВУ) технологических агрегатов и станков с несколькими электроприемниками;
- 3 – группы электроприемников, силовые пункты (СП), распределительные шинопроводы;
- 4 – распределительные пункты (РП) до 1 кВ цеха;
- 5 – шины до 1кВ ТП, магистральные шинопроводы (МШ);
- 6 – линии 6–10 кВ, питающие цеховые ТП;
- 7 – секции РП 6–10 кВ;
- 8 – секции РУ 6,3–10,5 кВ ГПП;
- 9 – шины РУ 35–220 кВ ГПП, ЭЭС(Электроэнергетическая система).

Все сети электроснабжения классифицируются :

- а) сети внешнего электроснабжения – от места присоединения к энергосистеме до приемных пунктов на предприятии (ГПП, РП);
- б) сети внутреннего электроснабжения – внутризаводские, межцеховые и внутрицеховые.

Принципы построения системы электроснабжения:

1. Источники высшего напряжения максимально приближаются к потребителям электроэнергии, а прием ее рассредоточивается по нескольким пунктам на территории предприятия.

2. Выбор элементов схемы осуществляется из условия их постоянной работы под нагрузкой. При таком режиме работы схемы повышается надежность электроснабжения и уменьшается потери электроснабжения.

3. Предусматривается раздельная работа параллельных цепей схемы (ЛЭП, трансформаторов и т. д.), что обуславливает меньшие токи короткого замыкания.

4. Применение глубокого секционирования на всех уровнях системы электроснабжения.

5. возможность выполнения монтажа промышленным методом (сборка узлами).

6. Предусмотреть установку технического учета электроэнергии.

Характерные сети внешнего электроснабжения:

1. Питание осуществляется от энергосистемы без собственных электростанций.

Схема радиального питания – когда напряжение сети внешнего электроснабжения совпадает с высшим напряжением сети на территории внутри предприятия. Такие схемы характерны на напряжение 6–10 кВ.

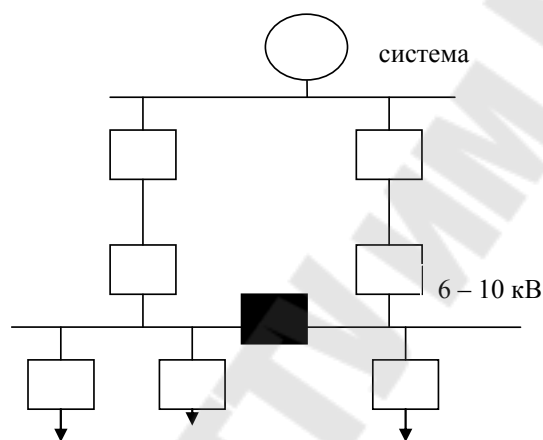


Рис. 9.1. Схема радиального питания

Схема «глубокого ввода» – на напряжение 110–330 кВ, когда напряжение от энергосистемы без трансформации вводится на территорию предприятия (рис. 9.2).

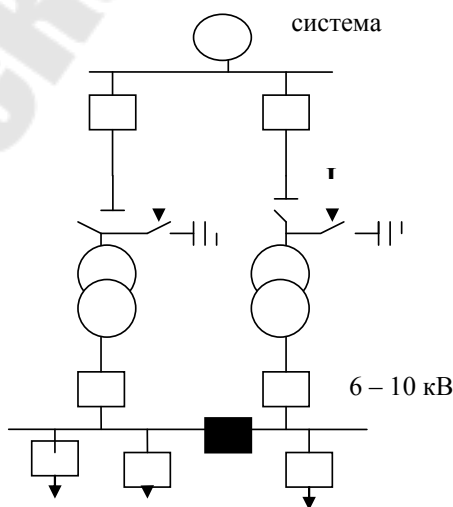


Рис. 9.2. Схема «глубокого ввода»

2. Питание осуществляется от энергосистемы при наличии на промышленном предприятии собственной электростанции (рис. 9.3).

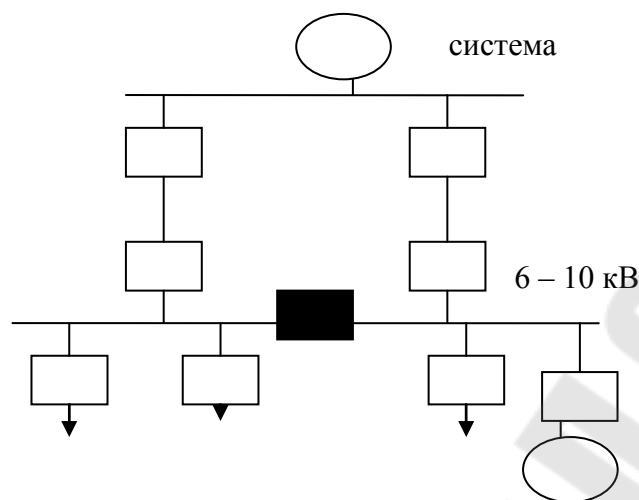


Рис. 9.3. Схема электроснабжения ПП при наличии собственного источника ЭС

3. Питание осуществляется только от собственной электростанции на промышленном предприятии (рис. 9.4).

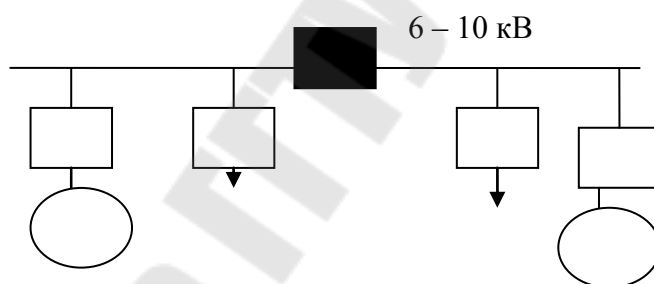


Рис. 9.4. Схема электроснабжения

Такие схемы в настоящее время встречаются очень редко, так как применяются для предприятий, удаленных от сетей энергосистем.

В настоящее время, когда идет тенденция к установке турбогенераторных и когенерационных установок, актуальной становится вторая схема электроснабжения предприятий.

Схемы внутриводского электроснабжения и требования, предъявляемые к ним

Электроснабжение внутри предприятий может осуществляться по радиальной, магистральной и смешанной схеме.

Радиальная схема электроснабжения – это когда передача электроэнергии от источника питания к электроприемникам или цеховым ТП передается прямо к цеховой подстанции, без ответвлений для пи-

тания других потребителей. Применяются в основном, для достаточно мощных потребителей

Повышение надежности электроснабжения при радиальных схемах достигается выполнением резервирования:

а) резервной перемычкой на стороне высшего напряжения между ближайшими ТП; (б)

б) резервной линией высокого напряжения;

При этом рабочая и резервная линия с двух сторон присоединяется через собственные разъединители (в), резервной магистралью высокого напряжения (а), резервной кабельной перемычкой на стороне низшего напряжения между соседними ТП или шинными магистралями цехового электроснабжения (г).

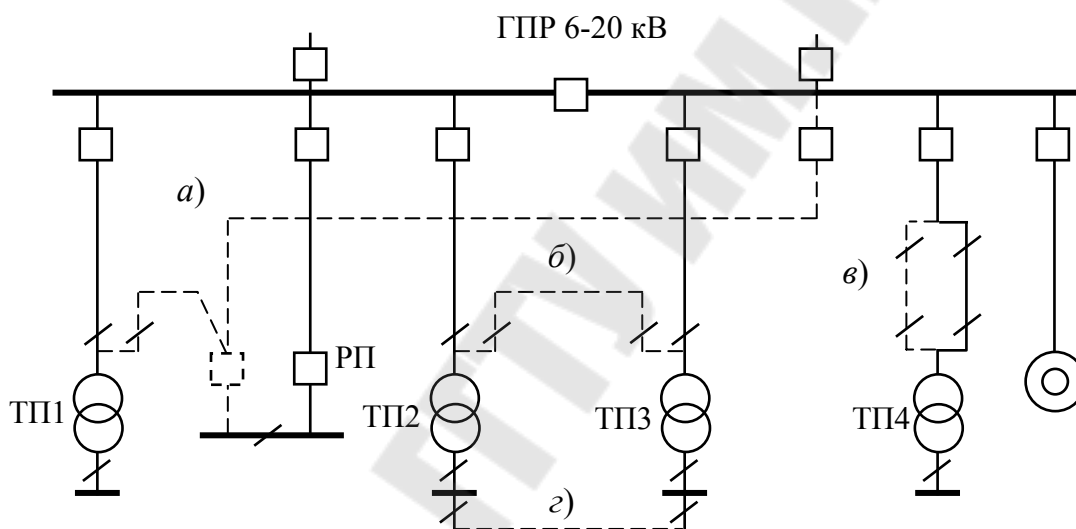


Рис. 9.5. Схема радиального питания: а – резервная магистраль высокого напряжения; б – резервная связь на стороне высшего напряжения между ТП; в – резервная линия высокого напряжения; г – резервная связь на стороне до 1 кВ между ТП или токопроводами

Резервные перемычки, магистрали в нормальных условиях работы должны находиться без нагрузки, т.е. включенными с одной стороны.

Магистральная схема электроснабжения – это электрическая сеть, в которой поочередно запитываются подстанции или электроприемники. Магистральные схемы применяются в том случае, когда потребителей достаточно много и радиальные схемы явно нецелесообразны.

Основные преимущества магистральных схем:

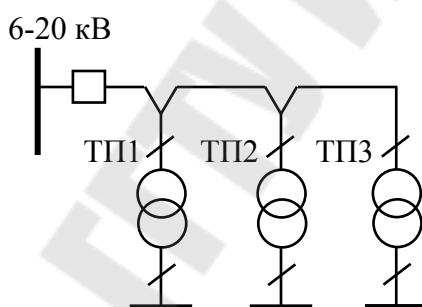
– лучшая загрузка при нормальном режиме работы кабелей, сечение которых было выбрано по экономической плотности тока, по току короткого замыкания или по послеаварийному режиму;

Использование меньшего количества шкафов источника питания, так как к одной магистральной линии присоединяются несколько подстанций;

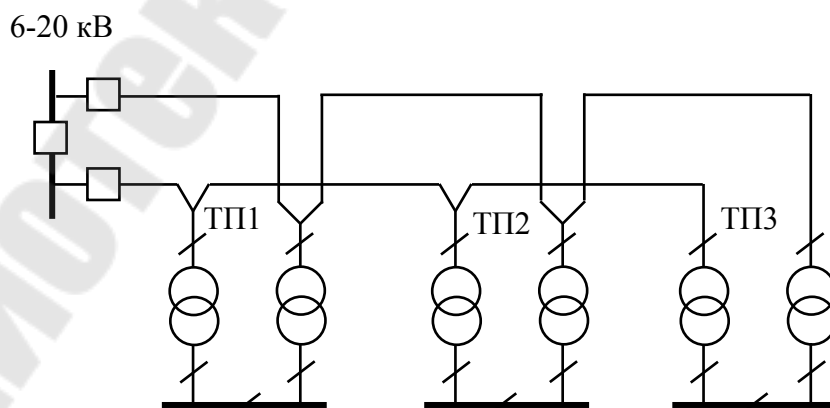
Лучшие возможности выполнения резервирования цеховых ТП или РП от других независимых источников в случае аварии на основном питающем пункте.

Основные магистральные схемы электроснабжения приведены на рис. 9.6.

Однониточная схема электроснабжения характеризуется пониженной надежностью, но позволяет уменьшить количество высоковольтных аппаратов и сократить расход кабелей. К магистрали рекомендуется подключать 2–3 трансформатора мощностью 1000–2500 ВА или 4–5 мощностью 250–630 кВА. Такие схемы применяются для электроснабжения потребителей III категории.



а)



б)

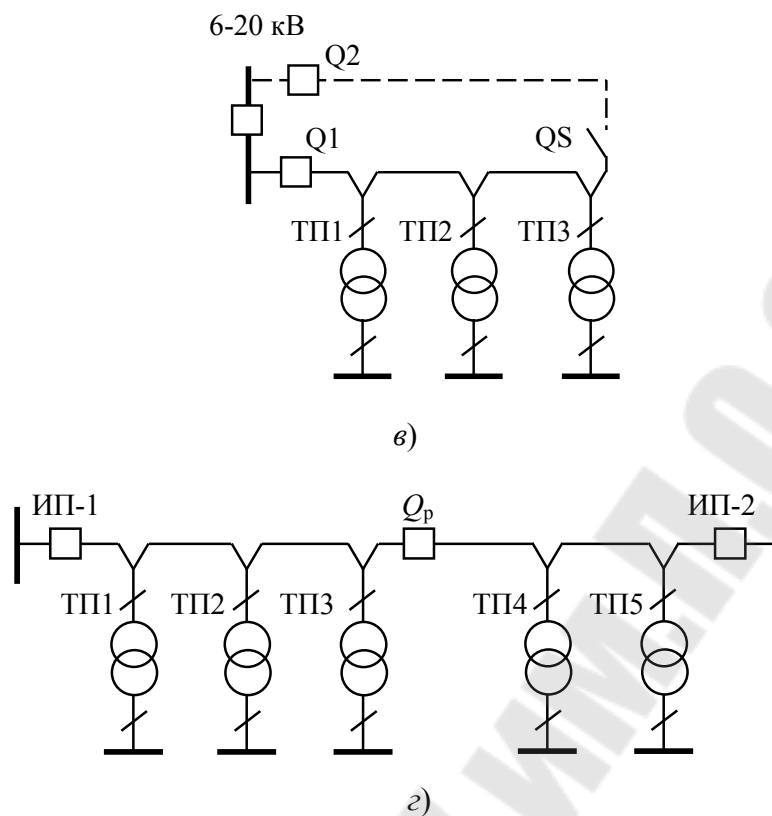


Рис. 9.6. Магистральные схемы внутривозовского электроснабжения: а – односторонняя магистральная схема; б – схема двойной сквозной магистрали; в – односторонняя магистральная схема с резервной перемычкой; г – магистральная схема с двухсторонним питанием

Для обеспечения повышенной надежности применяется схема двойная сквозная магистраль. По такой схеме в случае повреждения одной магистрали питание обеспечивается по второй магистрали путем ручного или автоматического подключения. Такая схема позволяет питать потребителей любой категории надежности.

При магистральной схеме с резервной перемычкой в нормальном рабочем режиме оба выключателя $Q1$ и $Q2$ включены, а разъединитель QS отключен. Резервная перемычка находится под напряжением для контроля состояния изоляции. При авариях отключается выключатель $Q1$ и поврежденный участок питается через разъединитель и выключатель $Q2$. По этой схеме возможно питание потребителей III и II категорий.

При необходимости питания потребителей от двух независимых источников и при расположении цеховых ТП между источниками питания применяют магистральные схемы с двухсторонним питанием.

В практике проектирования и эксплуатации радиальные и магистральные схемы в чистом виде встречаются крайне редко. Обычно крупные и ответственные потребители питаются по радиальной схеме, а средние и мелкие потребители группируются и питаются по магистральной схеме. Такие схемы называют схемами смешанного питания.

Требования, предъявляемые к схемам электроснабжения.

Схемы электроснабжения промышленных предприятий должны удовлетворять следующим требованиям:

- удобство и безопасности в эксплуатации;
- требования надежности в нормальном и послеаварийном режимах, обусловленные категоричностью электроприемников;
- обеспечение электроэнергией требуемого качества;
- экономичности по капитальным вложениям;
- экономичности по эксплуатационным расходам;
- экономичности по потерям электроэнергии;
- повышающейся надежности электроснабжения при движении «снизу – вверх» по уровням системы электроснабжения.

Применение глубоких вводов

Под глубоким вводом понимается система электроснабжения с максимальным приближением высшего напряжения к электроустановкам потребителей при минимальном числе степеней промежуточной трансформации.

Линии глубоких вводов представляют собой радиальные кабельные или воздушные линии электропередачи или магистрали с ответвлениями к наиболее крупным пунктам потребления электроэнергии.

Глубокие вводы на предприятиях выполняются по двум схемам:

– магистральные воздушные линии, питающие несколько разукрупненных ПГВ 110–220кВ с применением отделителей и короткозамыкателей;

– радиальные кабельные или воздушные линии, питающие ПГВ по схеме блока линия – трансформатор.

Магистральные глубокие вводы применяются на предприятиях с нормальной и малозагрязненной окружающей средой в тех случаях, когда ВЛ удастся провести по территории предприятия и разместить вблизи групп потребителей. Нецелесообразно присоединять к одной магистрали 110–220 кВ более четырех ПГВ при мощности трансформаторов до 16–25 кВА и более двух-трех подстанций с трансформаторами большей мощности.

Радиальные глубокие вводы преимущественно применяются при загрязненной окружающей среде (рис. 9.8).

Магистральные схемы дешевле радиальных, но надежность их несколько ниже (рис. 9.7).
от энергосистемы

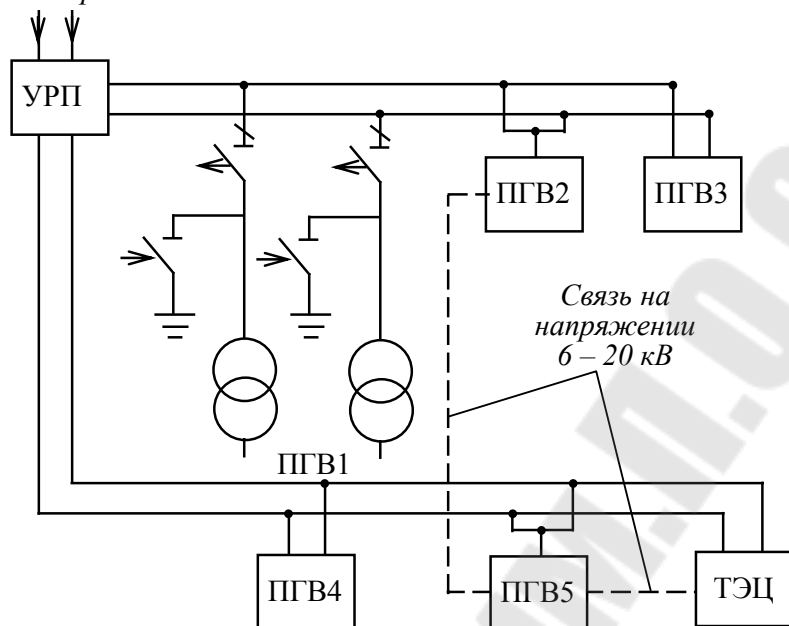


Рис. 9.7. Магистральная схема электроснабжения при системе глубоких вводов 110–220кВ

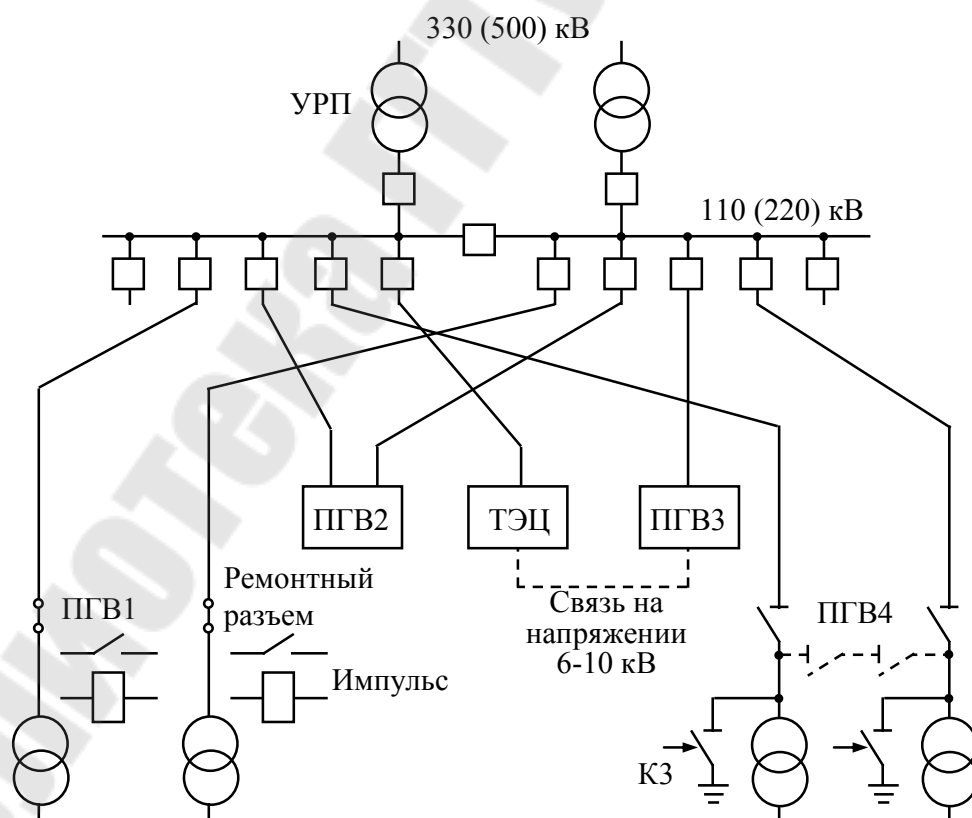


Рис. 9.8. Радиальная схема электроснабжения при системе глубоких вводов 110–220кВ

9.1. Построение картограммы и определение условного центра электрических нагрузок

Подстанция является одним из основных звеньев системы электроснабжения любого промышленного предприятия, поэтому правильное размещение подстанций является основой рационального построения схемы распределения электроэнергии.

Местоположение подстанций выбирается таким образом, чтобы трансформаторные и преобразовательные подстанции всех мощностей и напряжений располагались по возможности ближе к центру питаемых групп нагрузок.

Проектирование систем электроснабжения предприятий осуществляется на основе генерального плана объекта, на который наносятся все производственные цехи и отдельные участки.

Выбор типа и места расположения подстанций осуществляется следующим образом:

- на генеральный план предприятия наносятся нагрузки отдельных цехов или участков с подразделением по напряжению, роду тока и очередности ввода в эксплуатацию;
- выявляют сосредоточенные нагрузки и находят центры групп распределительных нагрузок;
- предварительно намечают места расположения подстанций и производят распределение нагрузок между ними;
- намечают типы подстанций (закрытая, пристроенная, открытая или отдельно стоящая) и определяют ориентировочные их габариты.

Для отыскания местоположения подстанции широко применяют картограмму нагрузок.

Картограмма нагрузок предприятия представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, площади которых в принятом масштабе равны расчетным нагрузкам цехов.

Каждому цеху или участку соответствует окружность, центр которой совпадает с центром нагрузки цеха.

Главную понизительную, распределительную и цеховые подстанции следует располагать как можно ближе к центру нагрузок и значительно сократить расход проводникового материала.

Картограмма электрических нагрузок позволяет наглядно представить расположение нагрузки на территории предприятия.

Картограмма нагрузок предприятия состоит из окружностей πr^2 в выбранном масштабе m и равна расчетной нагрузке соответствующего цеха:

$$P_i = \pi r_i^2 m, \quad (9.1)$$

где P_i – мощность i -го цеха; m – масштаб для определения площади круга.

Из этого выражения радиус нагрузки

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi \cdot m}}. \quad (9.2)$$

Каждый круг может быть разбит на секторы, соответствующие осветительной и силовой нагрузкам. В этом случае картограмма дает представление не только о значении нагрузок, но и об их структуре.

Угол сектора осветительной нагрузки в градусах определяется по выражению

$$\alpha_{oi} = \frac{P_{poi} \cdot 360}{P_{pi}}, \quad (9.3)$$

а силовой нагрузки

$$\alpha_{ci} = 360 - \alpha_{oi}. \quad (9.4)$$

Величины осветительной и силовой нагрузок указываются на картограмме, приведенной на рис. 9.9.

В настоящее время имеется ряд математических методов, позволяющих аналитическим путем определить центр электрических нагрузок как отдельных цехов, так и всего предприятия.

Наибольшее распространение получил метод, использующий некоторые положения теоретической механики, заключающиеся в том, что если считать нагрузки цеха равномерно распределенными по его площади, то центр нагрузок можно принять совпадающим с центром тяжести фигуры, изображающей цех на плане.

Наличие многоэтажных зданий цехов обуславливает учитывать значение третьей координаты Z . Но ПУЭ разрешает размещать ТП не выше 2-го этажа, учет третьей координаты в реальном проектировании не требуется.

Проведя аналогию между массами и электрическими нагрузками цехов, координаты центра электрических нагрузок определяют по формулам:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_i}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}. \quad (9.5)$$

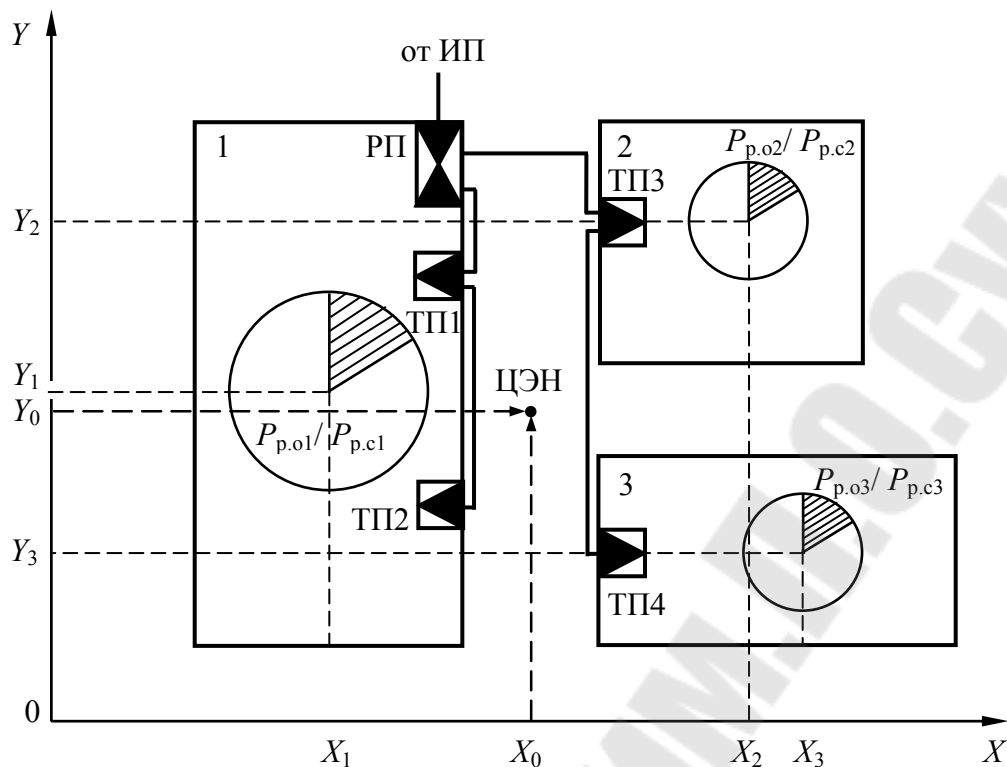


Рис. 9.9. Картограмма электрической нагрузки предприятия

Для реактивных нагрузок строят аналогичную картограмму, что позволяет определить рациональное размещение компенсирующих устройств.

Метод отличается простотой, наглядностью, при значительном количестве цехов легко реализуется на ПК. Недостатком является точность, погрешность находится в пределах 5–10 %.

Второй метод является разновидностью первого, но учитывает не только электрические нагрузки потребителей электроэнергии, но и продолжительность работы этих потребителей в течение расчетного периода времени:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot x_i \cdot T_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i}; \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i \cdot T_i}{\sum_{i=1}^n P_i \cdot T_i}. \quad (9.5)$$

Третий метод, согласно которому рациональное размещение ГПП, ГРП или ТП должно соответствовать минимуму приведенных годовых затрат, предусматривает для определения электрических нагрузок решение системы алгебраических уравнений методом простой итерации.

Порядок расчета координат центра в этом случае следующий:

1) проверка возможного совпадения центра нагрузок с местоположением одного из цехов по уравнению

$$\left(\sum_{\substack{i=1 \\ k \neq i}}^n \frac{3_i(x_k - x_i)}{\sqrt{(x_k - x_i)^2 + (y_k - y_i)^2}} \right)^2 + \left(\sum_{\substack{i=1 \\ k \neq i}}^n \frac{3_i(y_k - y_i)}{\sqrt{(y_k - y_i)^2 + (y_k - y_i)^2}} \right)^2 \leq 3_k,$$

где 3 – приведенные годовые затраты на единицу длины линии ($3_i = \text{const}$); x_i, y_i – координаты i -го цеха; x_k, y_k – координаты ЦЭН.

2) определение положения новой системы координат, при которой итерационный процесс будет заведомо сходящимся, по уравнениям

$$x'_0 = \frac{\sum_{i=1}^n 3_i \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n 3_i}; \quad y'_0 = \frac{\sum_{i=1}^n 3_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n 3_i};$$

$$\text{tg } 2\beta = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{3_i(x_i - x'_0)(y_i - y'_0)}{\left(\sqrt{(x_i - x'_0)^2 + (y_i - y'_0)^2}\right)^3}}{\sum_{i=1}^n \frac{3_i\left((x_i - x'_0)^2 - (y_i - y'_0)^2\right)}{\left(\sqrt{(x_i - x'_0)^2 + (y_i - y'_0)^2}\right)^3}},$$

где x, y – начало новой системы координат; β – угол между осями абсцисс (положительное направление) новой и старой систем координат; 3) определение искоемых координат путем решения следующей системы уравнений методом простой итерации:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{3_i \cdot x_i}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}}}{\sum_{i=1}^n \frac{3_i}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}}};$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{3_i \cdot y_i}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}}}{\sum_{i=1}^n \frac{3_i}{\sqrt{(x - x_i)^2 + (y - y_i)^2}}}.$$

Анализируя третий метод определения ЦЭН, следует указать на значительную трудоемкость расчетов, особенно в случае сложных систем электроснабжения

9.2. Расчет электрических сетей систем внешнего и внутризаводского электроснабжения

Выбор высоковольтных проводников осуществляется:

- по экономической плотности;
- по нагреву расчетным током продолжительного режима;
- с учетом допустимой перегрузки в послеаварийном или ремонтном режимах;
- по термической стойкости к токам КЗ.

Экономически целесообразное сечение S_p , определяется по выражению

$$F_p = I_p / j_э, \quad (9.6)$$

где I_p – расчетный ток нормального режима работы, А; $j_э$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм² (принимают по табл. 9.1 в зависимости от времени использования максимальной нагрузки, вида и материала проводника).

Сечение, полученное в результате расчета, округляется до ближайшего меньшего или большего стандартного сечения.

Таблица 9.1

Значение экономической плотности тока

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:			
медные	3,0	2,5	2,0
алюминиевые	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медные	3,5	3,1	2,7
алюминиевые	1,9	1,7	1,6

Для определения сечений по нагреву вычисляется наибольший расчетный ток в нормальном режиме и по таблицам допустимых значений токов в соответствии с условием:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{р}} / K, \quad (9.7)$$

где K – коэффициент, учитывающий фактическую температуру окружающей среды, количество проложенных в земле рабочих кабелей, и фактическое удельное тепловое сопротивление земли. Все эти значения выбираются по таблицам ПУЭ.

Проверяем по допустимой нагрузке в послеаварийном или ремонтном режимах по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{рmax}} / K_{\text{пер}}, \quad (9.8)$$

где $K_{\text{пер}}$ – допустимая кратность перегрузки, принимается для кабелей:

- с полиэтиленовой изоляцией – 1,1;
- с поливинилхлоридной изоляцией на время максимума нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки – 1,15;
- с бумажной изоляцией в течение 5 сут. – 1,2–1,25;

$I_{\text{рmax}}$ – расчетный ток линии в послеаварийном режиме.

Расчетный ток линии в послеаварийном режиме для разных схем определяется согласно табл. 9.2.

Таблица 9.2

Расчетный ток линии в послеаварийном режиме

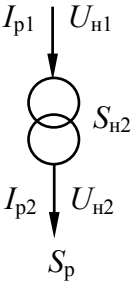
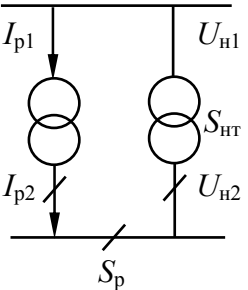
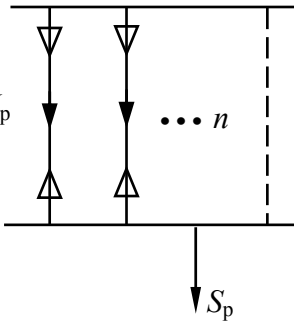
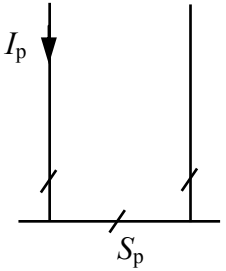
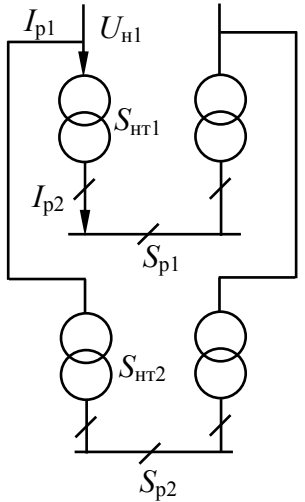
Схема	I_{p1}	$I_{p.max}$
	$I_{p1} = \frac{\sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2}}{\sqrt{3}U_{H1}} \approx \frac{K_3 S_{HT}}{\sqrt{3}U_{H1}};$ $I_{p2} = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{H2}} = \frac{K_3 S_{HT}}{\sqrt{3}U_{H2}};$	$\frac{S_{HT}}{\sqrt{3}U_H}$
	$I_{p1} = \frac{\sqrt{\left(\frac{P_p}{2} + \Delta P_T\right)^2 + \left(\frac{Q_p}{2} + \Delta Q_T\right)^2}}{\sqrt{3}U_{H1}} \approx \frac{K_3 S_{HT}}{\sqrt{3}U_{H1}};$ $I_{p2} = \frac{S_p}{2\sqrt{3}U_{H2}} = \frac{K_3 S_{HT}}{\sqrt{3}U_{H2}}$	$\frac{S_p}{\sqrt{3}U_H} = \frac{K_{пер}^\phi S_{HT}}{\sqrt{3}U_H};$ $\frac{K_{пер}^{доп} S_{HT}}{\sqrt{3}U_H}$
	$\frac{S_p}{n\sqrt{3}U_H}$	$\frac{S_p}{(n-1)\sqrt{3}U_H}$

Схема	I_{p1}	$I_{p.max}$
	$\frac{S_p}{2\sqrt{3}U_H}$	$\frac{S_p}{\sqrt{3}U_H}$
	$I_{p1} = \frac{\sqrt{P_{пл}^2 + Q_{пл}^2}}{\sqrt{3}U_{H1}} \approx \frac{K_{31}S_{HT1} + K_{32}S_{HT2}}{\sqrt{3}U_{H1}};$ $P_{пл1} = \frac{P_{p1}}{2} + \Delta P_{T1} + \frac{P_{p2}}{2} + \Delta P_{T2};$ $Q_{пл1} = \frac{Q_{p1}}{2} + \Delta Q_{T1} + \frac{Q_{p2}}{2} + \Delta Q_{T2}$	$\frac{\sqrt{(P_{p1} + P_{p2})^2 + (Q_{p1} + Q_{p2})^2}}{\sqrt{3}U_{H1}} =$ $= \frac{K_{пер1}^{\phi} S_{HT1} + K_{пер2}^{\phi} S_{HT2}}{\sqrt{3}U_{H1}}$

Выбранное по условию продолжительного режима сечение кабеля необходимо проверить на термическую стойкость к токам КЗ.

Кабели, защищенные токоограничивающими предохранителями, на термическую стойкость не проверяются.

$$F_m = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (9.7)$$

где B_k – тепловой импульс от тока КЗ, $A^2 \cdot c$; C – расчетный коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника; принимается:

- шины медные – 170;
- шины алюминиевые – 71–90;
- кабели до 10 кВ с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами – 90;
- кабели и провода с поливинилхлоридной изоляцией и алюминиевыми жилами – 75;
- тоже с полиэтиленовой изоляцией – 65;

$$B_k = I_{\Pi}^2 (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (9.8)$$

где I_{Π} – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начале линии; $t_{\text{отк}}$ – время отключения тока КЗ; T_a – постоянная времени затухания периодической составляющей тока КЗ.

T_a определяется как

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega r_{\Sigma}}, \quad (9.9)$$

где x_{Σ} , r_{Σ} – результирующее индуктивное и активное сопротивления схемы относительно точки КЗ; ω – угловая частота, $\omega = 2\pi \cdot f = 314$ рад/с.

В распределительных сетях 6–10 кВ при отсутствии конкретных данных приближенно можно принять $T_a = 0,01$ с, а значения $t_{\text{отк}}$ принимается по табл. 9.3.

Таблице 9.3

Участок сети	Число ступеней защиты в схеме сети	Время действия токов КЗ, с
ГПП-ЦРП	3	2,6
ГПП-РП	2	1,6
ЦРП-РП	2	1,6
РП-ТП	2-3	0,6
ГПП-ТП	2-3	0,6

Из трех полученных сечений по экономической плотности, по нагреву в послеаварийном режиме и термической стойкости выбирается наибольшее.

Тема 10

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

10.1. Потребители реактивной мощности

Появление термина «реактивная» мощность связано с необходимостью выделения мощности, потребляемой нагрузкой, составляющей, которая формирует электромагнитные поля и обеспечивает вращающий момент двигателя. Эта составляющая имеет место при индуктивном характере нагрузки. Например, при подключении электродвигателей. Практически вся бытовая нагрузка, не говоря о промышленном производстве, в той или иной степени имеет индуктивный характер. В электрических цепях, когда нагрузка имеет активный (резистивный) характер, протекающий ток синфазен (не опережает и не запаздывает) от напряжения. Если нагрузка имеет индуктивный характер (двигатели, трансформаторы на холостом ходу), ток отстает от напряжения. Когда нагрузка имеет емкостной характер (конденсаторы), ток опережает напряжение (рис. 10.1 и 10.2).



Рис. 10.1. Нагрузки:
 a – омическая (активная); b – индуктивная;
 c – емкостная (конденсаторная)

Суммарный ток, потребляемый двигателем, определяется векторной суммой

1. I_a – активный ток
2. $I_{p.и}$ – реактивный ток индуктивного характера

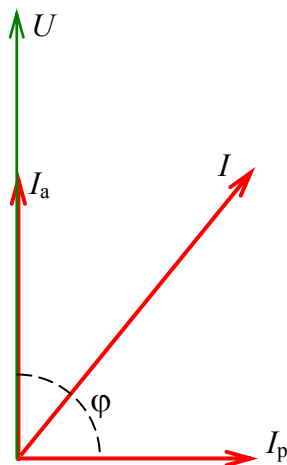


Рис. 10.2. Распределение мощности потребителей

К этим токам привязаны мощности потребляемые двигателем.

- 1) P – активная мощность привязана к I_a (по всем гармоникам суммарно);
- 2) Q – реактивная мощность привязана к $I_{p.и}$ (по всем гармоникам суммарно);
- 3) S – полная мощность потребляемая двигателем. (по всем гармоникам суммарно).

Потребителями реактивной мощности, необходимой для создания магнитных полей, являются как отдельные звенья электропередачи (трансформаторы, линии, реакторы), так и такие электроприемники, преобразующие электроэнергию в другой вид энергии, которые по принципу своего действия используют магнитное поле (асинхронные двигатели, индукционные печи и т. п.). До 80–85 % всей реактивной мощности, связанной с образованием магнитных полей, потребляют асинхронные двигатели и трансформаторы. Относительно небольшая часть в общем балансе реактивной мощности приходится на долю прочих её потребителей, например, на индукционные печи, сварочные трансформаторы, преобразовательные установки, люминесцентное освещение и т. п.

Трансформатор как потребитель реактивной мощности.

Трансформатор является одним из основных звеньев в передаче электроэнергии от электростанции до потребителя. В зависимости от расстояния между электростанцией и потребителем и от схемы передачи электроэнергии число ступеней трансформации лежит в пределах от двух до шести. Поэтому установленная трансформаторная мощность обычно в несколько раз превышает суммарную мощность генерато-

ров энергосистемы. Каждый трансформатор сам является потребителем реактивной мощности. Реактивная мощность необходима для создания переменного магнитного потока, при помощи которого энергия из одной обмотки трансформатора передаётся в другую.

Асинхронный двигатель как потребитель реактивной мощности. Асинхронные двигатели наряду с активной мощностью потребляют до 60–65 % всей реактивной мощности нагрузок энергосистемы. По принципу действия асинхронный двигатель подобен трансформатору. Как и в трансформаторе, энергия первичной обмотки двигателя – статора передаётся во вторичную – ротор посредством магнитного поля.

Индукционные печи как потребители реактивной мощности. К крупным электроприемникам, требующим для своего действия большой реактивной мощности, прежде всего, относятся индукционные печи промышленной частоты для плавки металлов. По существу эти печи представляют собой мощные, но не совершенные с точки зрения трансформаторостроения трансформаторы, вторичной обмоткой которых является металл (садка), расплавляемый индуктированными в нём токами.

Преобразовательные установки, преобразующие переменный ток в постоянный при помощи выпрямителей, также относятся к крупным потребителям реактивной мощности. Выпрямительные установки нашли широкое применение в промышленности и на транспорте. Так, установки большей мощности с ртутными преобразователями используются для питания электроизоляционных ванн, например при производстве алюминия, каустической соды и др. Железнодорожный транспорт в нашей стране почти полностью электрифицирован, причём значительная часть железных дорог использует постоянный ток преобразовательных установок.

С другой стороны, элементы распределительной сети (*линии электропередачи*, повышающие и понижающие трансформаторы) в силу особенностей конструктивного исполнения имеют продольное индуктивное сопротивление. Поэтому, даже для нагрузки потребляющей только активную мощность, в начале распределительной сети будет иметь место индуктивная составляющая – реактивная мощность. Величина этой реактивной мощности зависит от индуктивного сопротивления распределительной сети и полностью расходуется на потери в элементах этой распределительной сети.

10.2. Снижение потерь мощности и напряжения в системе электроснабжения при компенсации реактивной мощности

Представим простейшую схему:

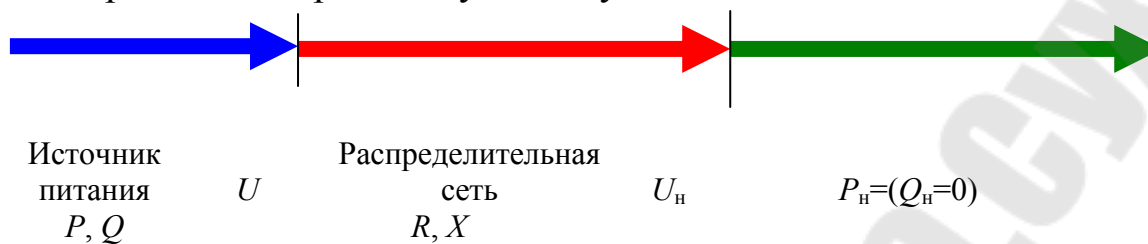


Рис. 10.3. Схема сети

Исходные данные к схеме, представленной на рис. 10.3.

P – активная мощность в центре питания;

P_n – активная мощность на шинах потребителя;

R – активное сопротивление распределительной сети;

Q – реактивная мощность в центре питания;

Q_n – реактивная мощность на шинах потребителя;

U – напряжение в центре питания;

U_n – напряжение на шинах потребителя;

X – индуктивное сопротивление распределительной сети.

В результате, независимо от характера нагрузки, по распределительной сети от источника питания будет передаваться реактивная мощность Q .

При двигательном характере нагрузки ситуация ухудшается – значение мощности в центре питания увеличивается и становится равным:

$$P = P_n + (P_n^2 + Q_n^2) R / U_n^2 ;$$

$$Q = Q_n + (P_n^2 + Q_n^2) X / U_n^2 .$$

Передаваемая от источника питания к потребителю реактивная мощность имеет следующие недостатки:

В распределительной сети возникают дополнительные потери активной мощности – потери при транспорте электрической энергии, часть которых (а иногда и значительную) составляют потери от транспорта реактивной мощности.

Величина напряжения у потребителя, а следовательно, и качество электрической энергии снижается:

$$U_{\text{н}} = U - (PR + QX)/U .$$

Увеличивается загрузка распределительной сети током, что лишает потребителя возможности перспективного развития.

Показателем потребления реактивной мощности является коэффициент мощности (КМ), численно равный косинусу угла (φ) между током и напряжением. КМ потребителя определяется как отношение потребляемой активной мощности к полной, действительно взятой из сети, т. е.:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} .$$

Этим коэффициентом принято характеризовать уровень реактивной мощности двигателей, генераторов и сети предприятия в целом. Чем ближе значение $\cos\varphi$ к единице, тем меньше доля взятой из сети реактивной мощности.

Пример: при $\cos\varphi = 1$ для передачи 500 кВт в сети переменного тока 400 В необходим ток значением 722 А. Для передачи той же активной мощности при коэффициенте $\cos\varphi = 0,6$ значение тока повышается до 1203 А.

Соответственно все оборудование питания сети, передачи и распределения энергии должны быть рассчитаны на большие нагрузки. Кроме того, в результате больших нагрузок срок эксплуатации этого оборудования может соответственно снизиться.

Дальнейшим фактором повышения затрат является возникающая из-за повышенного значения общего тока теплоотдача в кабелях и других распределительных устройствах, в трансформаторах и генераторах.

Возьмем, к примеру, в нашем выше приведенном случае при $\cos\varphi = 1$ мощность потерь, равную 10 кВт. При $\cos\varphi = 0,6$ она повышается на 180 % и составляет уже 28 кВт.

Таким образом, наличие реактивной мощности является паразитным фактором, неблагоприятным для сети в целом. В результате этого:

- возникают дополнительные потери в проводниках вследствие увеличения тока;
- снижается пропускная способность распределительной сети;
- отклоняется напряжение сети от номинала (падение напряжения из-за увеличения реактивной составляющей тока питающей сети).

Все сказанное выше является основной причиной того, что предприятия электроснабжения требуют от потребителей снижения доли реактивной мощности в сети.

Решением данной проблемы является компенсация реактивной мощности – важное и необходимое условие экономичного и надежного функционирования системы электроснабжения предприятия.

Правильная компенсация реактивной мощности позволяет:

- снизить общие расходы на электроэнергию;
- уменьшить нагрузку элементов распределительной сети (подводящих линий, трансформаторов и распределительных устройств), тем самым продлевая их срок службы;
- снизить тепловые потери тока и расходы на электроэнергию;
- снизить влияние высших гармоник;
- подавить сетевые помехи, снизить несимметрию фаз;
- добиться большей надежности и экономичности распределительных сетей.

Кроме того, в существующих сетях:

- исключить генерацию реактивной энергии в сеть в часы минимальной нагрузки;
- снизить расходы на ремонт и обновление парка электрооборудования;
- увеличить пропускную способность системы электроснабжения потребителя, что позволит подключить дополнительные нагрузки без увеличения стоимости сетей;
- обеспечить получение информации о параметрах и состоянии сети,
- а во вновь создаваемых сетях – уменьшить мощность подстанций и сечения кабельных линий, что снизит их стоимость.

Различают:

а) **мгновенный коэффициент мощности**, подсчитываемый по формуле

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{3}U \cdot I},$$

исходя из одновременных показаний ваттметра (P), вольтметра (U) и амперметра (I) для данного момента времени или из показаний фазометра;

б) *средний коэффициент мощности*, представляющий собой среднее арифметическое значение мгновенных коэффициентов мощности за равные промежутки времени, определяемый по формуле:

$$\cos \varphi_{\text{cp}} = \frac{\cos \varphi_1 + \cos \varphi_2 + \cos \varphi_3 + \dots \cos \varphi_n}{n},$$

где n – число промежутков времени;

в) *средневзвешенный коэффициент мощности*, определяемый по показаниям счетчиков активной W_a и реактивной W_r энергии за определенный промежуток времени (сутки, месяц, год) с помощью формулы

$$\cos \varphi_{\text{cp.в}} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}}.$$

Значениями мгновенного коэффициента мощности пользуются при нахождении мощности компенсирующих устройств для определенных режимов (например, максимальной или минимальной нагрузки предприятия). Средние и средневзвешенные значения коэффициентов мощности служат для определения показателей работы предприятий для расчетов за электроэнергию, использованную за определенный период времени (обычно за месяц).

Повышение коэффициента мощности потребителей может достигаться путем:

- а) рационализации работы электрооборудования, установленного у потребителей;
- б) компенсации реактивной мощности у потребителя.

10.3. Источники реактивной мощности: синхронные генераторы, двигатели и компенсаторы, статические источники реактивной мощности

Для обеспечения работы генераторов с номинальными параметрами и для разгрузки сети от реактивной мощности целесообразно часть этой мощности генерировать на месте ее потребления.

Основными источниками реактивной мощности, устанавливаемыми на месте потребления, являются синхронные компенсаторы и статические конденсаторы. Кроме них в промышленных установках для этих же целей внедряются компенсационные преобразователи и статические источники реактивной мощности с применением тиристоров.

Наиболее широко используют статические конденсаторы на напряжении до 1000 В и 6–10 кВ.

Синхронные компенсаторы устанавливаются на напряжении 6–10 кВ приемных подстанций.

Все эти устройства являются потребителями опережающей (емкостной) реактивной мощности или, что то же самое, источниками отстающей реактивной мощности, выдаваемой ими в сеть.

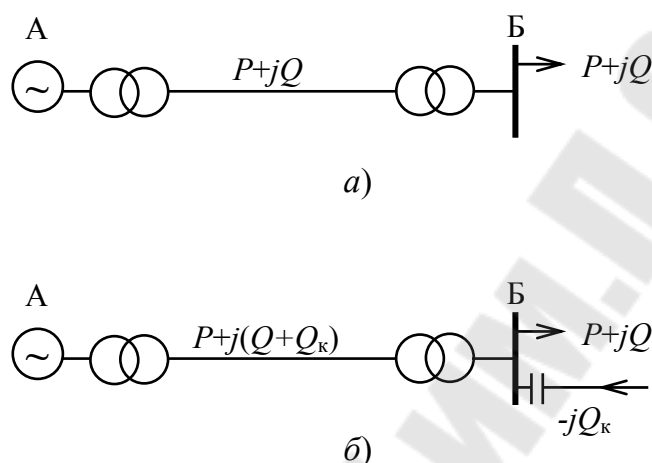


Рис. 10.4. Схемы электропередачи: а – без компенсации; б – с компенсацией

На рис. 10.4, а изображена передача электроэнергии от электростанции А к потребительской подстанции Б. Передаваемая мощность составляет $P + jQ$.

При установке у потребителя статических конденсаторов мощностью Q_k мощность, передаваемая по сети, будет $P + j(Q - Q_k)$ (рис. 10.4, б).

Мы видим, что реактивная мощность, передаваемая от электростанции, уменьшилась или, как говорят, стала скомпенсированной на величину мощности, вырабатываемой конденсаторной батареей. Эту мощность потребитель получает теперь в значительной части непосредственно от компенсирующей установки.

Потери активной мощности снижаются:

$$\Delta P = \frac{P^2 + (Q - Q_k)^2}{U^2} R.$$

При компенсации реактивной мощности уменьшаются и потери напряжения в электропередачах. Если до компенсации мы имели потерю напряжения в местной сети

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U},$$

то при наличии компенсации она будет снижена до величины

$$\Delta U'_k = \frac{PR + (Q - Q_k)X}{U}.$$

Применяемые в местных сетях конденсаторы для компенсации реактивной мощности выпускаются на напряжения 220, 380 и 660 В в трехфазном исполнении мощностью от 3 до 10 квар и на напряжения 1,05; 3,15; 6,3 и 10,5 кВ – в однофазном исполнении мощностью от 13 до 75 квар.

Так как мощность отдельных конденсаторов сравнительно невелика, то обычно их соединяют параллельно в батареи, размещаемые в комплектных шкафах. Часто применяют установки, состоящие из нескольких групп или секций батарей конденсаторов, что делает возможным ступенчатое регулирование мощности конденсаторов, а стало быть, и напряжения установки.

Конденсаторные установки, применяемые на промышленных предприятиях, бывают либо индивидуальными, либо групповыми, либо централизованными. Первые подключают к цеховым сборкам, непосредственно у электродвигателей, вторые – к групповым шинам напряжением до 660 В, третьи, рассчитанные на напряжение 6–10 кВ, – к сборным шинам подстанций или к вводам трансформаторов. Обычно конденсаторы включают на линейное напряжение (треугольником), причем каждый конденсатор или группу из 3–5 конденсаторов защищают плавким предохранителем. Всю батарею конденсаторов подключают к сборным шинам через автоматический выключатель (высокого или низкого напряжения)

Примерная схема включения конденсаторной батареи, рассчитанной на напряжение 6–10 кВ, изображена на рис. 10.5.

Батарея конденсаторов должна быть снабжена разрядным сопротивлением, наглухо присоединенным к ее зажимам. Разрядным сопротивлением для конденсаторных установок напряжением 6–10 кВ служат трансформаторы напряжения ТН, а для конденсаторных батарей напряжением до 380 В – лампы накаливания. Необходимость в разрядных сопротивлениях диктуется тем, что при отключении конденсаторов от сети в них остается электрический заряд и сохраняется напряжение, близкое по величине к напряжению сети. Будучи же замкнутыми (после отключения) на разрядное сопротивление, конденса-

торы быстро теряют свой электрический заряд, спадает до нуля и напряжение, что обеспечивает безопасность обслуживания установки. От других компенсирующих устройств конденсаторные установки выгодно отличаются простотой устройства и обслуживания, отсутствием вращающихся частей и малыми потерями активной мощности. К недостаткам конденсаторных батарей следует отнести зависимость их мощности от квадрата напряжения сети и невозможность плавного регулирования реактивной мощности, а, следовательно, и напряжения установки.

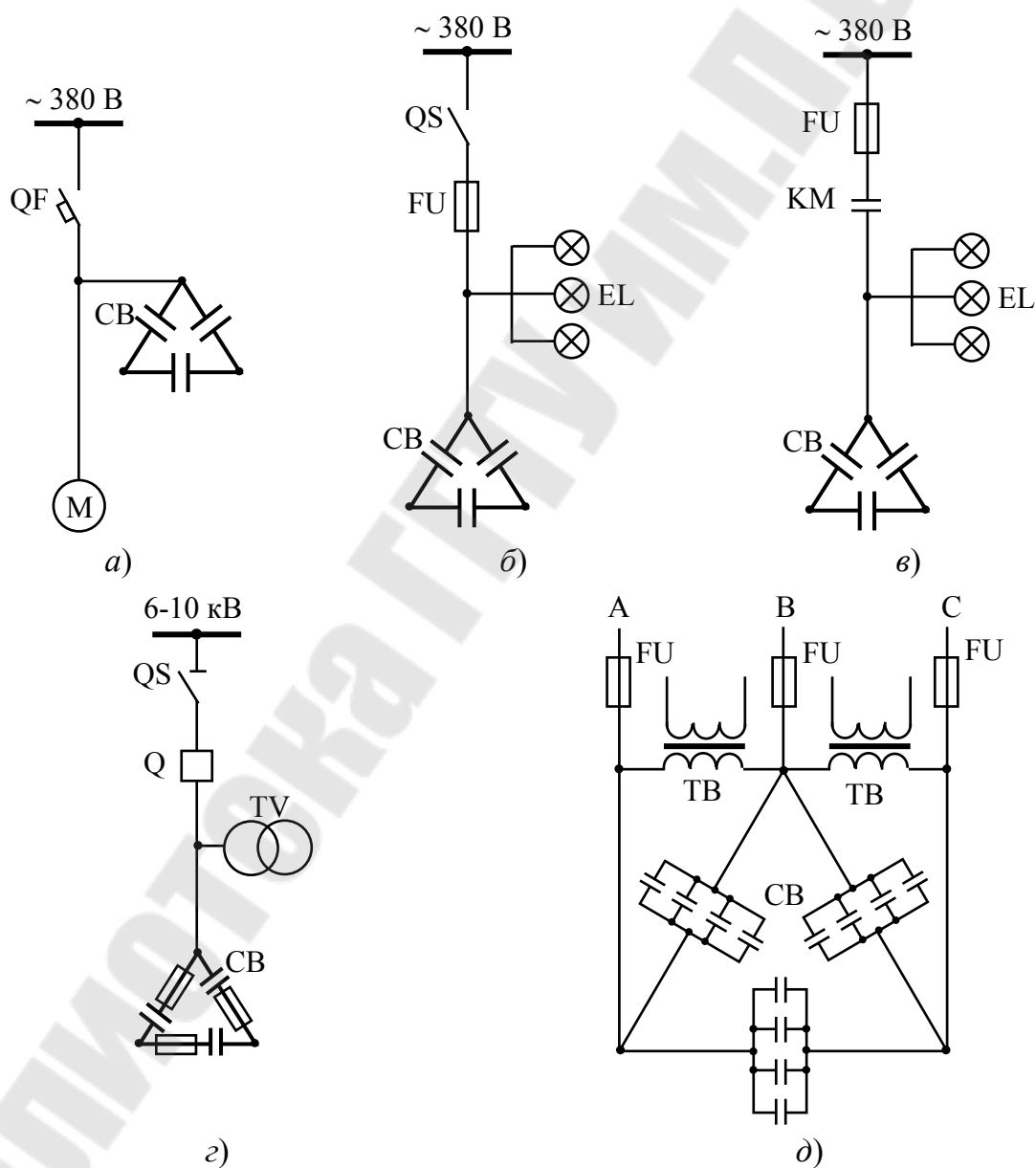


Рис. 10.5. Схема включения конденсаторной батареи

Схема включения конденсаторной батареи к сетям до и выше 1 кВ

Современные конденсаторные установки применяются в виде комплектных устройств, собираемых в шкафах с аппаратами защиты, управления, измерительными приборами и аппаратурой для автоматического регулирования мощности, а также разрядными устройствами. На напряжение 380 В подобные устройства изготавливаются типа УК-0,380 мощностью от 150 до 300 квар, а на напряжение 6 и 10 кВ – типа КУ-6 и КУ-10 внутренней и КУН-6 и КУН-10 – наружной установки мощностью от 200 до 400 квар. (рис. 10.6).



Рис. 10.6. Общий вид конденсаторных установок

Расчет экономического значения реактивной мощности, потребляемой предприятием из энергосистемы

Для предприятий с присоединенной мощностью 750 кВА и более экономическое значение реактивной мощности, потребляемой в часы максимума, определяется энергосистемой.

$$Q_э = P_p \cdot tg\varphi_{эн},$$

где P_p – расчетная активная нагрузка предприятия; $tg\varphi_{эн}$ – нормативное значение реактивной мощности.

Значение $tg\varphi_{эн}$ определяется по формуле:

$$tg\varphi_{эн} = \frac{240}{ad_{\max} + 50b} \cdot tg\varphi_б \cdot K_1,$$

где a – основная ставка тарифа на активную мощность, руб/кВт год;
 b – дополнительная ставка тарифа за активную энергию, руб/кВтч;
 d_{\max} – отношение потребления энергии в квартале максимума нагрузки энергосистемы к потреблению в квартале его максимальной

нагрузки; при отсутствии указанных данных принимают $\cos \varphi_0 = 1$; $\operatorname{tg} \varphi_0$ – базовый коэффициент реактивной мощности, принимаемый равным 0,25; 0,3 и 0,4 для сети 6–20 кВ, присоединенной к шинам подстанции с высшим напряжением соответственно 35, 110–150 и 220–330 кВ; K_1 – коэффициент, отражающий изменение цен на конденсаторы, принимается равным $K = K_w$, (K_w – коэффициент увеличения ставки двухставочного тарифа на электроэнергию по сравнению со значениями, указанными в прейскуранте).

Выбор мощности компенсирующих устройств

При выборе мощности компенсирующих устройств надо стремиться к правильному распределению источников реактивной мощности и к наиболее экономичной нагрузке сетей.

Мощность компенсирующего устройства электроустановки потребителя электрической энергии определяется по формуле

$$Q_k = P(\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2);$$
$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{Q}{P}; \quad \operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{Q - Q_k}{P}.$$

Выбор средств компенсации должен производиться для режима наибольшего потребления реактивной мощности в сети проектируемой электроустановки.

Выбор типа, мощности, места установки и режима работы компенсирующих устройств должен обеспечивать наибольшую экономичность при соблюдении:

- а) допустимых режимов напряжения в питающей и распределительных сетях;
- б) допустимых токовых нагрузок во всех элементах сети;
- в) режимов работы источников реактивной мощности в допустимых пределах;
- г) необходимого резерва реактивной мощности.

Критерием экономичности является минимум приведенных затрат, при определении которых следует учитывать:

- а) затраты на установку компенсирующих устройств и дополнительного оборудования к ним;
- б) снижение стоимости оборудования трансформаторных подстанций и сооружения распределительной и питающей сети, а также потерь электроэнергии в них;
- в) снижение установленной мощности электростанций, обусловленное уменьшением потерь активной мощности.

Выбор мощности компенсирующих устройств осуществляется в два этапа:

На первом этапе определяется:

– мощность батарей низковольтных конденсаторов, устанавливаемых в сети до 1 кВ по критерию выбора минимального числа цеховых трансформаторных подстанций;

– рассчитывается реактивная мощность синхронных двигателей, которую экономически целесообразно использовать для целей компенсации реактивной мощности по сравнению с потреблением из энергосистемы, не превышающим экономического значения.

По завершении расчетов первого этапа составляется баланс реактивной мощности на границе балансового разграничения с энергосистемой. В случае дисбаланса реактивной мощности выполняется второй этап – рассматривается экономическая целесообразность получения дополнительной реактивной мощности за счет увеличения мощности батарей низковольтных конденсаторов, более полного использования реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями. На втором этапе расчетов также определяется целесообразность установки батарей высоковольтных конденсаторов (БВК) в сети 6–10 кВ.

Ход расчета

Для каждой технологически группы электроприемников (цеха, корпуса и т.д.) определяется минимальное число цеховых трансформаторов одинаковой единичной мощностью при полной компенсации

$$N_0 = \frac{P}{\beta_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр}}},$$

где P – активная мощность на стороне до 1000 В; $\beta_{\text{тр}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов; $S_{\text{тр}}$ – номинальная мощность одного трансформатора.

Полученное число округляется до ближайшего большего целого числа.

По найденному количеству трансформаторов рассчитывается наибольшая мощность, которая может быть передана через трансформаторы в сеть до 1 кВ:

$$Q_{\text{T}} = \sqrt{(K_{\text{пер}} \cdot N_{\text{мин}} \cdot \beta^2 \cdot S_{\text{тр}})^2 - P_{\text{РН}}^2},$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий допустимую систематическую перегрузку трансформаторов в течение одной смены; $K_{\text{пер}} = 1,1$ – для

трансформаторов масляных и заполненных негорючей жидкостью; $K_{пер} = 1,05$ – для сухих трансформаторов.

Тогда суммарная мощность БНК определится по выражению

$$Q_{нк1} = Q_{рн} - Q_{т}.$$

Если расчетное значение $Q_{нк1} \leq 0$, то установка конденсаторов на стороне 0,4 кВ не требуется.

Определение реактивной мощности, генерируемой синхронными двигателями

Каждый установленный синхронный двигатель является источником реактивной мощности, минимальную величину которой по условию устойчивой работы СД определяют по формуле

$$Q_{сд} = P_{номсд} \cdot \beta_{сд} \cdot \operatorname{tg}\varphi,$$

где $P_{номсд}$ – номинальная активная мощность СД; $\beta_{сд}$ – коэффициент загрузки СД по активной мощности; $\operatorname{tg}\varphi$ – номинальный коэффициент реактивной мощности СД.

Техническая возможность использования синхронного электродвигателя в качестве источника реактивной мощности ограничивается наибольшей реактивной мощностью, которую может генерировать без нарушения условий допустимого нагрева обмоток и железных частей ротора и статора. Эта мощность называется располагаемой реактивной мощностью СД и вычисляется

$$Q_{сд} = \alpha_{м} \cdot S_{сдном} = \alpha_{м} \sqrt{P_{номсд}^2 - Q_{номсд}^2},$$

где $\alpha_{м}$ – коэффициент допустимой перегрузки СД, зависящий от его загрузки по активной мощности и определяется по монограмме или по справочным данным (рис. 10.7).

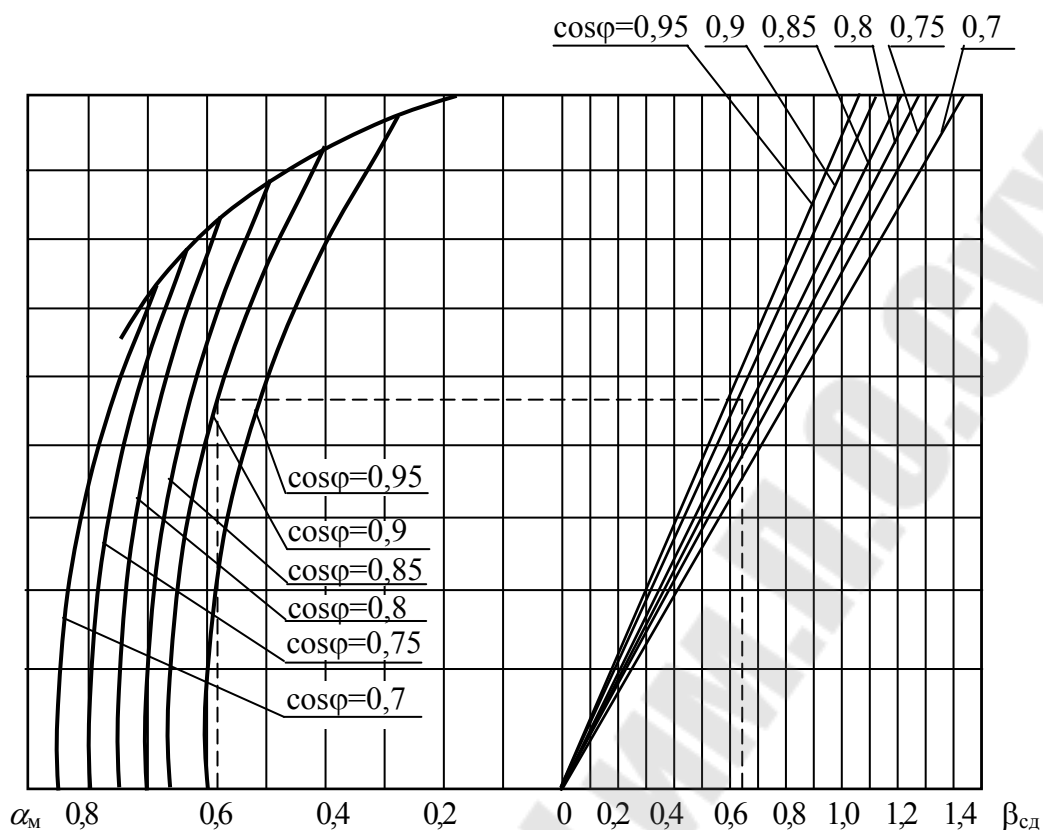


Рис. 10.7. Коэффициент допустимой перегрузки с синхронного двигателя

Величина генерируемой реактивной мощности СД зависит от номинальной мощности и частоты вращения СД.

По завершении расчетов первого этапа составляется баланс реактивной мощности на границе балансового разграничения с энергосистемой. В случае дисбаланса реактивной мощности выполняется второй этап

$$Q_{\text{вк}} = \sum Q_{\text{р.в}_i} - Q_{\text{ТЭЦ}} - Q_{\text{СД}} - Q_{\text{э1}},$$

где $Q_{\text{р.в}_i}$ – некомпенсированная расчетная нагрузка на шинах 6кВ ТП и РП; $Q_{\text{ТЭЦ}}$ – реактивная мощность, генерируемая синхронными генераторами ТЭЦ; $Q_{\text{СД}}$ – реактивная мощность генерируемая синхронными двигателями; $Q_{\text{э1}}$ – экономически оптимальная входная реактивная мощность, которая может быть передана в период наибольшей загрузки энергосистемы.

Некомпенсированную реактивную нагрузку на шинах ТП определяют

$$Q_{\text{р.в}_i} = Q_{\text{расч}_i} - Q_{\text{ку}_i} + \Delta Q_{\text{Т}_i},$$

где $Q_{\text{расч}_i}$ – расчетная реактивная мощность на шинах 0,4 кВ i -го ТП; $Q_{\text{ку}_i}$ – мощность установленной НБК; ΔQ_{T_i} – суммарные реактивные потери в трансформаторах, определяются по таблице в зависимости от мощности трансформатора и коэффициента загрузки или определяется по исходным данным.

При выборе места установки компенсирующих устройств следует иметь в виду, что наибольший экономический эффект достигается при их установке в непосредственной близости от потребляющих реактивную мощность приемников. Передача реактивной мощности из сети 6–35 кВ в сеть до 1000 В, как правило, оказывается экономически невыгодной, особенно, если это приводит к увеличению числа понижающих трансформаторов. Для электроустановок небольшой мощности, присоединяемых к действующим сетям 6–10 кВ, как правило, целесообразно иметь полную компенсацию на стороне до 1000 В.

Распределение мощности КУ напряжением до 1000 В в сети предприятия

В группе однотипных трансформаторов суммарная мощность НБК напряжением до 1000 В распределяется пропорционально их реактивной нагрузке.

Для каждого цехового трансформатора выбранная мощность КУ должна распределяться в сети данного трансформатора по минимуму потерь электроэнергии с учетом технических возможностей присоединения КУ.

Основными схемами внутрицехового электроснабжения (до 1000 В) является:

- блок трансформатор-магистраль (один шинопровод с ответвлениями);
- радиально-магистральная схема, когда от трансформатора получает питание два магистральных шинопровода;
- радиальная схема с кабельными линиями.

Распределение мощности КУ в схеме магистрального шинопровода с ответвлениями

Ответвления в виде ШРА. Суммарная мощность КУ должна распределяться между ответвлениями (начиная с конца) таким образом, чтобы обеспечивалась полная компенсация реактивной мощности, но без перекомпенсации, на дальнем от трансформатора распределительных шинопроводах (рис. 10.8).

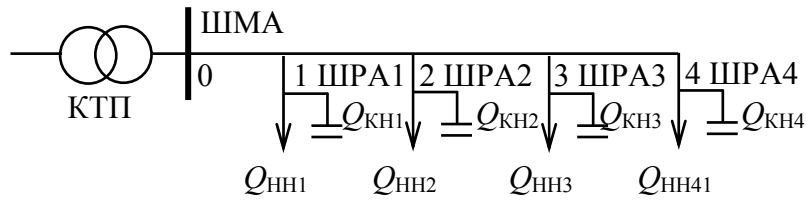


Рис. 10.8. Ответвления в виде ШРА

При этом может оказаться, что на ближайшем к трансформатору распределительном шинопроводе не требуется предусматривать КУ.

Ответвления в виде отдельных нагрузок (рис. 10.9).

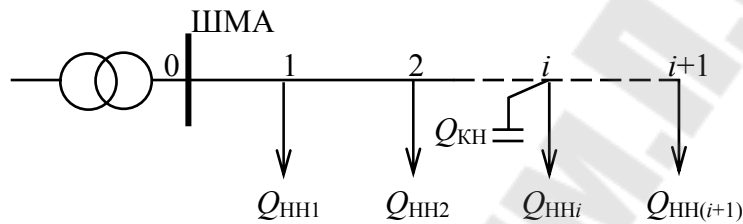


Рис. 10.9. Ответвления в виде отдельных нагрузок

Если на шинопроводе предусмотрена только одна КУ мощностью, тогда точка ее присоединения в схеме определяется следующим условием:

$$Q_{\text{НН}i} > Q_{\text{КН}}/2 > Q_{\text{НН}(i-1)},$$

где $Q_{\text{НН}i}$ – расчетная реактивная нагрузка пролета ШП перед узлом; $Q_{\text{НН}(i-1)}$ – расчетная реактивная нагрузка пролета ШП после узла.

При установке двух КУ суммарной мощности их мощность и точка присоединения определяется по рис. 10.10.

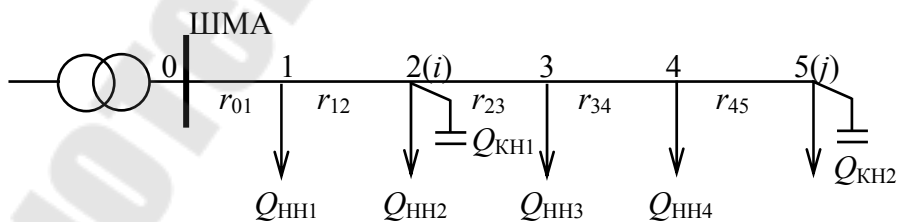


Рис. 10.10. Установка двух КУ

Ход решений:

1. Предварительно принимаем

$$Q_{\text{КН}1} = Q_{\text{КН}2}.$$

2. Находим точку присоединения дальней КУ:

$$Q_{\text{нн}j} > Q_{\text{кн}1}/2 > Q_{\text{нн}(j+1)};$$

$$Q_{\text{нн}j} > Q_{\text{кн}}/4 > Q_{\text{нн}(j+1)}.$$

3. Определяется точка присоединения ближней КУ:

$$Q_{\text{нн}i} - Q_{\text{кн}2} > Q_{\text{кн}1}/4 > Q_{\text{нн}(i+1)} - Q_{\text{кн}2}.$$

4. Уточняется мощность второй КУ:

$$Q_{\text{кн}2} = \sum Q_{\text{нн}i} \cdot r_{\text{ш}i} / \sum Q_{\text{нн}i},$$

где $Q_{\text{нн}i}$ – реактивная нагрузка участков шинпровода между i и j узлами присоединения КУ;

$r_{\text{ш}i}$ – сопротивление участков шинпровода между узлами.

Допускается заменять соответствующими длинами участков.

5. Уточняем расчетную мощность ближней КУ.

$$Q_{\text{кн}1} = Q_{\text{кн}} - Q_{\text{кн}2}.$$

Распределение примерной мощности конденсаторной установки для радиально-магистральной схемы

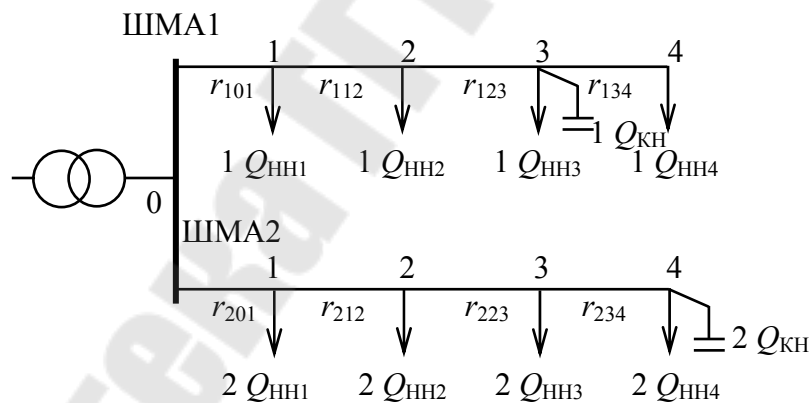


Рис. 10.11. Распределение примерной мощности конденсаторной установки для радиально-магистральной схемы

При определении суммарной мощности конденсаторной установки между двумя магистральными шинпроводами расчет выполняется в следующем порядке:

1. Определяется активное сопротивление каждого шинпровода:

$$r_{\text{экв}} = \sum r_i.$$

2. Определяется реактивная нагрузка каждого шинпровода:

$$Q_{\text{эКВ1}} = \sum Q_{\text{нн}i} \cdot r_i / \sum r_i.$$

3. Определяется реактивная нагрузка всей схемы:

$$Q_{\text{эКВ}} = Q_{\text{эКВ1}} + Q_{\text{эКВ2}}.$$

4 Определим эквивалентное сопротивление расчетной схемы:

$$R_{\text{эКВ}} = \frac{1}{\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_1}}.$$

5. Определяем реактивную (не скомпенсированную) нагрузку через трансформатор:

$$Q_{\text{Т}} = Q_{\text{эКВ}} - Q_{\text{КН}}.$$

6. Определяем мощность конденсаторной установки каждого шинпровода:

$$Q_{\text{КН1}} = Q_{\text{эКВ1}} - Q_{\text{КТ}} (R_{\text{эКВ}} / r_{\text{эКВ1}}).$$

7. Определяем точку присоединения конденсаторной установки.

Распределение примерной мощности конденсаторной установки для схемы с радиальными линиями

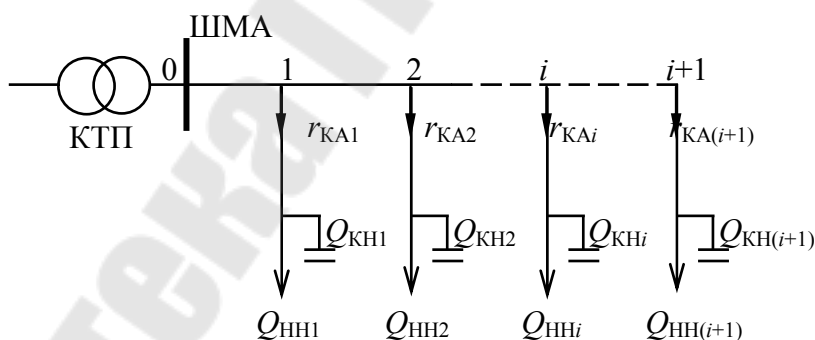


Рис. 10.12. Распределение примерной мощности конденсаторной установки для схемы с радиальными линиями

Допускается распределение мощности конденсаторной установки между кабельными линиями пропорционально их реактивной нагрузке при условии:

- если длина радиальных линий менее 100 м;
- при любых длинах радиальных линий, если разница между их сопротивлениями не превышает 200 %.

Если это условие не выполняется, распределение мощности конденсаторной установки между кабельными линиями выполняется пропорционально сопротивлению кабельных линий и мощность в конце каждой кабельной линии определяется по формуле

$$Q_{кн_i} = Q_{нн_i} - (Q_{нн} - Q_{кн})(R_{эқв}/r_i),$$

где $Q_{нн_i}$ – расчетная реактивная нагрузка радиальной линии; $Q_{нн}$ – суммарная реактивная нагрузка трансформатора; $Q_{кн}$ – суммарная мощность компенсирующих устройств на напряжение до 1000 В; $R_{эқв}$ – эквивалентное сопротивление расчетной схемы; r_i – активное сопротивление радиальной линии.

Тема 11

ТЕХНИЧЕСКИЕ, ЭКОНОМИЧЕСКИЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ

Под ЭМС понимают способность оборудования нормально функционировать в его электромагнитной среде, не создавая недопустимых электромагнитных помех для другого оборудования, функционирующего в этой среде. Качество электроэнергии регламентируется двумя ГОСТами: ГОСТ 23875-88 и ГОСТ 13109-97

Основные термины и определения этих ГОСТов приведены в таблицах 11.1 и 11.2.

Таблица 11.1

Термины и определения по ГОСТ 23875–88

Термины	Определения
1. Качество электрической энергии	Степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям
2. Параметр электрической энергии	Величина, количественно характеризующая какое-либо свойство электрической энергии. <i>Примечание.</i> Под параметрами электрической энергии понимают напряжение, частоту, форму кривой электрического тока
3. Показатель качества электрической энергии	Величина, характеризующая качество электрической энергии по одному или нескольким ее параметрам
4. Норма качества электрической энергии <i>Норма качества</i>	Установленное предельное значение показателя качества электрической энергии
5. Контроль качества электрической энергии <i>Контроль качества</i>	Проверка соответствия показателей качества электрической энергии установленным нормам качества
6. Анализ качества электрической энергии	Установление причин несоответствия качества электрической энергии установленным значениям
7. Управление качеством электрической энергии	Воздействия на условия и факторы, влияющие на качество электрической энергии
8. Мгновенное значение параметра электрической энергии <i>Мгновенное значение</i>	Значение параметра электрической энергии в рассматриваемый момент времени
9. Нестабильность параметра электрической энергии <i>Нестабильность параметра</i>	Непостоянство параметра электрической энергии, вызываемое воздействием влияющих величин
10. Отклонение параметра электрической энергии <i>Отклонение параметра</i>	Величина, равная разности между текущим значением параметра электрической энергии и его номинальным или базовым значением. <i>Примечание.</i> В качестве базового значения параметра может быть принято среднее рабочее, расчетное, предельное или обусловленное договором на электроснабжение

Термины и определения по ГОСТ 13109-97 Система электроснабжения

Термины	Определения
Система электроснабжения общего назначения	Совокупность электроустановок и электрических устройств энергоснабжающей организации, предназначенная для обеспечения электрической энергией различных потребителей (приемников электрической энергии)
Электрическая сеть общего назначения	Электрическая сеть энергоснабжающей организации, предназначенная для передачи электрической энергии различным потребителям (приемникам электрической энергии)
Точка общего присоединения	Точка электрической сети общего назначения, электрически ближайшая к сетям рассматриваемого потребителя электрической энергии (входным устройствам рассматриваемого приемника электрической энергии), к которой присоединены или могут быть присоединены электрические сети других потребителей (входные устройства других приемников)
Потребитель электрической энергии	Юридическое или физическое лицо, осуществляющее пользование электрической энергией (мощностью).
Кондуктивная электромагнитная помеха в системе электроснабжения	Электромагнитная помеха, распространяющаяся по элементам электрической сети
Уровень электромагнитной совместимости в системе электроснабжения	Регламентированный уровень кондуктивной электромагнитной помехи, используемый в качестве эталонного для координации между допустимым уровнем помех, вносимым техническими средствами энергоснабжающей организации и потребителей электрической энергии, и уровнем помех, воспринимаемым техническими средствами без нарушения их нормального функционирования

11.1. Общее понятие о качестве электрической энергии***Классификация и характеристика основных факторов, обуславливающих качество электрической энергии***

На качество электрической энергии (ЭЭ) влияют помехи в электрических сетях.

Выделяются следующие основные типы помех, уровень которых влияет на качество электрической энергии в сетях:

- высшие гармоники (кратные основной частоте);
- некрatные гармоники (интергармоники);
- отклонения напряжения;

- колебания напряжения (резкие его изменения);
- провалы напряжения и кратковременные перерывы питания;
- импульсы напряжения;
- временные перенапряжения;
- несимметрия напряжений (в трехфазных системах);
- сигналы систем управления, посылаемые по проводам линий электропередачи;
- отклонения частоты.

Рассмотрим эти типы основных помех:

1. Высшие гармоники (кратные) представляют собой синусоидальные напряжения или токи, частота которых отличается от основной частоты в целое число раз. Обычно их подразделяют на две группы: четные и нечетные гармоники. Нечетные гармоники в электрических сетях наиболее выражены, что объясняется спецификой используемого оборудования.

2. Некратные гармоники представляют собой синусоидальные токи или напряжения, частота которых отличается от основной частоты не в целое число раз. Они могут проявляться в двух формах: в виде дискретных частот и непрерывного спектра частот.

Кратные и некрлатные гармоники, имеющие частоту меньше основной, называют субгармониками.

Гармонические искажения напряжений и токов возникают из-за наличия в сетях элементов или оборудования с нелинейной вольт-амперной характеристикой.

Основные источники гармонических помех – преобразовательные и выпрямительные установки, индукционные и дуговые печи, люминесцентные лампы. Из бытового оборудования наиболее сильными источниками гармонических помех являются телевизоры. Определенный уровень гармонических помех может создавать и оборудование энергосистем: вращающиеся машины, трансформаторы. Однако, как правило, эти источники не основные.

Основными источниками некрлатных гармоник являются:

- статические преобразователи частоты (СПЧ);
- циклоконверторы;
- индукционные двигатели;
- сварочные машины;
- дуговые печи;
- системы управления токами наложенной частоты.

Статические преобразователи частоты состоят из выпрямителя переменного тока исходной частоты в постоянный ток и преобразователя постоянного тока в переменный требуемой частоты. Напряжение постоянного тока модулируется выходной частотой преобразователя, вследствие чего во входном токе возникают некротные гармоники. СПЧ используются, главным образом, для двигателей с регулируемой скоростью вращения, применение которых быстро развивается. Двигатели мощностью до нескольких десятков киловатт присоединяются непосредственно к низковольтным сетям, более мощные – к сетям среднего напряжения через собственные трансформаторы. Существует несколько схем выполнения СПЧ с различными характеристиками. Частоты некротных гармоник зависят от выходной частоты и пульсности преобразователя. Подобные преобразователи используются также для печей, работающих на средних частотах.

Циклоконверторы представляют собой трехфазные преобразователи большой мощности (несколько мегаватт), которые превращают трехфазный ток исходной частоты в трехфазный или однофазный ток пониженной частоты (обычно менее 15 Гц), используемый для питания тихоходных двигателей большой мощности. Они состоят из двух управляемых выпрямителей, проводящих ток попеременно то в одном, то в другом направлении. Циклоконверторы используются в очень редких случаях. Токи интергармоник достигают 8-10% от тока основной частоты. В связи с большой мощностью циклоконверторов они присоединяются к сетям с большой мощностью короткого замыкания, поэтому напряжения интергармоник оказываются малыми. Измерения, проведенные на двух таких установках в Швейцарии [62], показали, что их величины в сетях 50 и 220 кВ не превышают 0,1 % от номинального напряжения.

Индукционные двигатели могут в ряде случаев генерировать интергармоники из-за наличия зазора между статором и ротором, особенно в сочетании с насыщением стали. При нормальной скорости вращения ротора частоты интергармоник находятся в диапазоне 500–2000 Гц, но при запуске двигателя «пробегают» весь диапазон частот вплоть до установившегося значения. Помехи, создаваемые двигателями, могут быть значительными при установке их в конце длинной линии низкого напряжения (более 1 км). В этих случаях были замерены интергармоники величиной до 1 %.

Сварочные машины и дуговые сталеплавильные печи (ДСП) генерируют широкий и непрерывный спектр гармоник [1, 8, 9].

Частоты гармоник и интергармоник, генерируемых преобразовательным оборудованием определяются по выражению:

$$f_{\nu} = (pt \pm 1) \cdot 50 \pm 6n \cdot F,$$

где p – пульсность преобразователя (6 или 12); F – выходная частота; $m = 1, 2, 3, \dots$; $n = 0, 1, 2, \dots$.

Для преобразователей переменного тока в постоянный (выпрямители) $F = 0$ и f_{ν} определяется только первым слагаемым формулы.

Комбинация значений p и m дает частоты кратных гармоник, n и F – частоты боковых интергармоник, которые изменяются при регулировании выходной частоты F .

Отклонение напряжения. Отклонения напряжения обуславливаются изменением нагрузок потребителей в течение суток и соответствующей работой устройств, регулирующих напряжения (трансформаторы с РПН).

Отклонения напряжения в положительную сторону приводят к снижению потерь в сетях, увеличению производительности механизмов приводимых в действие асинхронными двигателями), однако расход энергии увеличивается, сокращаются сроки службы оборудования, особенно ламп накаливания.

Отклонение от номинала в отрицательную область приводит к противоположным явлениям, за исключением того, что сроки службы двигателей тоже сокращаются. Оптимальное напряжение на двигателе (исходя из срока его службы) не всегда равно номинальному, но при отклонении от него срок службы снижается.

Основная составляющая ущерба от отклонений напряжения и частоты определяется некоторым снижением производительности оборудования и аналогична ущербу от ограничений, накладываемых на объем используемой энергии.

В ряде случаев снижение напряжения в допустимых пределах используют для сокращения потребления энергии, рассматривая это как энергосберегающее мероприятие

Колебания напряжения. Колебания напряжения представляют собой серию изменений случайного или циклического характера. Их амплитуда обычно не превышает 10 % номинального напряжения, в связи с чем договорные условия поддержания напряжения в пределах ± 5 % могут выполняться. Частые изменения напряжения внутри допустимого диапазона приводят к отрицательным последствиям.

При анализе общего процесса изменения напряжения следует выделять:

- медленные изменения напряжения, обусловленные изменением нагрузки сетей в течение суток и соответствующей работой регулирующих устройств (трансформаторов с переключением ответвлений под нагрузкой);

- колебания напряжения, обусловленные работой резкопеременных нагрузок и происходящие с частотой от нескольких раз в минуту до 20 раз в секунду;

- кратковременные посадки (провалы) напряжения, амплитуда которых превышает 10 % и может достигать 100 % (перерывы питания). Посадки напряжения происходят достаточно редко и вызываются коммутационными переключениями в системах, обусловленными повреждениями линий и работой устройств релейной защиты и автоматики.

В документах МЭК выделяются 4 типа формы колебаний напряжения:

- периодические прямоугольные колебания;

- серия скачков напряжения с неодинаковыми интервалами времени между ними и одинаковой или неодинаковой амплитудой, происходящих в положительном или отрицательном направлении;

- четко разделимые колебания, часть которых может иметь форму скачка, а часть – треугольную или более плавную форму;

- случайные колебания произвольной формы, не описываемой аналитическими функциями.

Два или более скачков, происходящих в одном направлении с перерывом между ними не более 30 мс, рассматриваются как один.

Колебания напряжения вызываются работой электроприемников с резко-переменным характером потребления мощности и происходят при работе следующего оборудования:

- сварочных машин сопротивления и дуговых;

- прокатных станов;

- мощных двигателей с изменяющейся нагрузкой;

- электродуговых сталеплавильных печей;

Скачкообразные изменения напряжения могут возникать также при коммутациях нагрузок и электрооборудования (например: конденсаторных батарей).

Кратковременные провалы напряжения. Кратковременные провалы напряжения представляют собой неожиданные снижения напряжения с его восстановлением через интервал времени от несколь-

ких периодов основной частоты до нескольких электрических градусов. Кратковременные перерывы питания представляют собой исчезновение напряжения на период до 1 мин и могут рассматриваться как провал напряжения со 100 % амплитудой. Амплитуды посадок напряжения в различных фазах могут быть неодинаковыми. Провал напряжения может иметь одинаковое значение в течение всего времени снижения, а может иметь и более сложную форму, состоящую из двух или более последовательных посадок.

Кратковременные провалы напряжения вызываются коммутационными процессами в энергосистемах, связанных с короткими замыканиями, а также запуском мощных двигателей. Определенное количество таких провалов, вызванных работой автоматики энергосистем по ликвидации коротких замыканий, не может быть устранено и потребители должны учитывать это обстоятельство.

Импульсы напряжения. Источниками импульсов напряжения являются коммутационные операции в сетях энергосистем и грозовые явления.

Несимметрия трехфазной системы напряжений. Несимметрия трехфазной системы напряжения возникает, если фазные или междуфазные напряжения не равны по амплитуде или угол сдвига между ними не равен 120 эл. град.

Несимметрия трехфазной системы напряжений может быть вызвана тремя причинами:

– несимметрией параметров воздушных линий вследствие отсутствия транспозиции проводов или применения удлиненных циклов транспозиции. Этот фактор проявляется преимущественно на линиях высокого напряжения;

– неравенством нагрузок фаз вследствие неравномерного распределения их между фазами (систематическая несимметрия) либо неодновременностью их работы (вероятностная несимметрия);

– неполнофазными режимами линий электропередач (после отключения одной из фаз вследствие повреждения).

Степень несимметрии напряжений, вызываемая несимметрией параметров линий электропередач, как правило, невелика (до 1 %). Наиболее существенная несимметрия возникает при неполнофазных режимах работы линий электропередач, однако такие режимы бывают весьма редко.

Поэтому основной наиболее распространенной причиной несимметрии являются нагрузки сети.

В сетях промышленных предприятий источниками несимметрии могут быть:

- мощные однофазные нагрузки – индукционные плавильные и нагревательные печи, сварочные агрегаты, печи электрошлакового переплава;

- трехфазные электроприемники длительно работающие в несимметричном режиме – электродуговые сталеплавильные печи.

Отклонения частоты. Отклонения частоты возникают вследствие несоответствия мощности генераторов вырабатываемой электроэнергии и потребляемой нагрузки.

При превышении генераторной мощностью мощности нагрузки скорость генераторов возрастает, пропорционально ей возрастает частота. Мощность, потребляемая нагрузкой, также увеличивается, при определенном значении частоты наступает баланс между генерируемой и потребляемой мощностью. Аналогичная картина снижения частоты наблюдается, если мощность нагрузки превышает мощность генераторов.

Системы управления токами наложенной частоты. Сигналы управляющих систем, передаваемые по линиям электропередачи, предназначены для управления нагрузками, переключения многотарифных счетчиков и других операций. Проблема ЭМС управляющих систем рассматривается в трех аспектах:

- обеспечение совместимости различных управляющих систем;
- устранение ложной работы управляющих систем вследствие помех в сети;

- устранение помех в работе другого оборудования, подключенного к сети, создаваемых сигналами, передаваемыми управляющими системами.

Системы управления токами наложенной частоты разделяются на 4 типа в зависимости от частоты и вида сигнала:

- низкочастотные, использующие синусоидальные сигналы в диапазоне частот от 110 до 2000 Гц. Такие системы применяются, главным образом, в электрических сетях энергоснабжающих организаций, иногда в сетях промышленных предприятий. Они находятся в эксплуатации уже более 50 лет, широко распространены, хорошо изучены, условия их совместимости известны;

- высокочастотные, использующие синусоидальные сигналы в диапазоне частот от 3 до 20 кГц. Применяются преимущественно энергоснабжающими организациями. Такие системы начали произво-

даться за рубежом несколько лет тому назад. Правила их совместности еще не определены;

- радиочастотные, использующие синусоидальные сигналы в диапазоне частот от 30 до 150 кГц. Эти системы находятся практически в стадии разработки;

- системы с несинусоидальными сигналами, выражаемыми обычно в виде кратковременного понижения напряжения, как правило, в точке пересечения нуля, чтобы избежать фликера. В наименованиях сигналов принята следующая терминология: «длинный импульс» (1,5–2 мс); «короткий импульс» (20–50 мкс); «импульс основной частоты» (полпериода или целый период). Амплитуда длинного импульса обычно находится в пределах 2 % амплитуды основной частоты, короткого – 2–5 %.

Влияние кондуктивных электромагнитных помех на работу электрооборудования

Гармоники. Высшие гармоники напряжения и тока оказывают влияние на элементы систем электроснабжения и линии связи.

Основными формами воздействия высших гармоник на системы электроснабжения являются:

- увеличение токов и напряжений высших гармоник вследствие параллельного и последовательного резонансов;

- снижение эффективности процессов генерации, передачи, использования электроэнергии;

- старение изоляции электрооборудования и сокращение вследствие этого срока его службы;

- ложная работа оборудования.

Влияние резонансов на системы. Резонансы в системах электроснабжения обычно рассматриваются применительно к конденсаторам, в частности к силовым конденсаторам. При превышении гармониками тока уровней, предельно допустимых для конденсаторов, последние не ухудшают свою работу, однако через некоторое время выходят из строя.

Другой областью, где резонансы могут приводить к выходу из строя элементов оборудования, являются системы управления нагрузкой с помощью тональных частот. Для того чтобы предотвратить поглощение сигнала силовыми конденсаторами, их цепи разделяют настроенным последовательным фильтром (фильтр-«пробка»). В случае местного резонанса гармоники тока в цепи силового конденсатора резко возрастают, что приводит к отказу настроенного конденсатора последовательного фильтра.

В одной из установок фильтры, настроенные на частоту 530 Гц с проходным током 100 А каждый, блокировали цепь силовой конденсаторной установки, имеющей 15 секций по 65 квар. Конденсаторы этих фильтров вышли из строя через два дня. Причиной оказалось наличие гармоники с частотой 350 Гц, в непосредственной близости к которой были обнаружены условия резонанса между настроенным фильтром и силовыми конденсаторами.

Влияние гармоник на вращающиеся машины. Гармоники напряжения и тока приводят к дополнительным потерям в обмотках статора, в цепях ротора, а также в стали статора и ротора. Потери в проводниках статора и ротора из-за вихревых токов и поверхностного эффекта при этом больше, чем определяемые омическим сопротивлением.

Токи утечки, вызываемые гармониками в торцевых зонах статора и ротора, приводят к дополнительным потерям.

В индукционном двигателе с ротором со скошенными пазами и пульсирующими магнитными потоками в статоре и роторе высшие гармоники вызывают дополнительные потери в стали. Величина этих потерь зависит от угла скоса пазов и характеристик магнитопровода.

Среднее распределение потерь от высших гармоник характеризуется следующими данными; обмотки статора 14 %; цепи ротора 41 %; торцевые зоны 19 %; асимметричные пульсации 26 %.

За исключением потерь на асимметричные пульсации их распределение в синхронных машинах приблизительно аналогично.

Дополнительные потери – одно из самых отрицательных явлений, вызываемое гармониками во вращающихся машинах. Они приводят к повышению общей температуры машины и к местным перегревам, наиболее вероятным в роторе. Двигатели с ротором типа "беличья клетка" допускают более высокие потери и температуру, чем двигатели с фазным ротором.

Моменты вращения, создаваемые гармониками. Гармоники тока в статоре вызывают соответствующие моменты вращения: гармоники, образующие прямую последовательность в направлении вращения ротора, а образующие обратную последовательность – в обратном направлении.

Токи гармоник в статоре машины вызывают движущую силу, приводящую к появлению на валу вращающихся моментов в направлении вращения магнитного поля гармоники. Вращающий момент от ν -й гармоники определяется по следующему выражению

$$M \cdot \nu = (U_\nu / \nu)(r_{2\nu} / x_1),$$

где U_ν – напряжение ν -ой гармоники; ν – номер гармоники; $r_{2\nu}, x_{1\nu}$ – сопротивления ротора и статора.

Обычно они очень малы и к тому же частично компенсируются из-за противоположного направления. Несмотря на это, они могут привести к вибрации вала двигателя.

Влияние гармоник на статическое оборудование, линии электропередачи. Гармоники тока в линиях приводят к дополнительным потерям электроэнергии и напряжения.

В кабельных линиях гармоники напряжения увеличивают воздействие на диэлектрик пропорционально увеличению максимального значения амплитуды. Это в свою очередь увеличивает число повреждений кабеля и стоимость ремонтов.

В линиях сверхвысокого напряжения гармоники напряжения по той же причине могут вызывать увеличение потерь на корону.

Трансформаторы. Гармоники напряжения вызывают в трансформаторах увеличение потерь на гистерезис и потерь, связанных с вихревыми токами в стали, а так же потерь в обмотках. Сокращается также срок службы изоляции.

Отрицательный аспект воздействия гармоник на мощные трансформаторы состоит в циркуляции утроенного тока нулевой последовательности в обмотках, соединенных в треугольник. Это может привести к их перегрузке.

Батареи конденсаторов. Дополнительные потери в электрических конденсаторах от гармоник определяются по выражению:

$$\delta P = \sum \Delta P_0 \cdot \omega \cdot C \cdot \nu U_\nu,$$

где ΔP_0 – удельные потери на основной частоте кВт/квар; C – емкость конденсатора; U_ν – напряжение ν -й гармоники.

Эти потери приводят к перегреву конденсаторов. В общем случае конденсаторы проектируются так, чтобы допускать определенную токовую перегрузку. Конденсаторы, выпускаемые в Великобритании, допускают перегрузку 15 %, в Европе и Австралии – 30 %, в США – 80 %, в СНГ – 30 %. При превышении этих величин, наблюдающихся в условиях повышенных напряжении высших гармоник на вводах конденсаторов, последние перегреваются и выходят из строя.

Влияние на устройства защиты энергосистем. Гармоники могут нарушать работу устройств защиты или ухудшать их характеристики. Характер нарушения зависит от принципа работы устройства.

Цифровые реле и алгоритмы, основанные на анализе выборки данных или точки пересечения нуля, особенно чувствительны к гармоникам.

Влияние гармоник на системы защиты в нормальных режимах работы электрических сетей. Низкая чувствительность устройств защиты к параметрам режима в нормальных условиях обуславливает практическое отсутствие проблем, связанных с гармониками в этих режимах. Исключение составляет проблема, связанная с включением в сеть мощных трансформаторов, сопровождающимся броском намагничивающего тока.

Воздействие гармоник на оборудование потребителей

Телевизоры, Гармоники, увеличивающие пик напряжения, могут вызвать искажения изображения и изменение яркости.

Люминесцентные и ртутные лампы. Балластные устройства этих ламп иногда содержат конденсаторы и при определенных условиях может возникнуть резонанс, приводящий к выходу ламп из строя.

Компьютеры. Существуют пределы на допустимые уровни искажений в сетях, питающих компьютеры и системы обработки данных. В некоторых случаях они выражаются в процентах от номинального напряжения (для компьютера IBM – 5 %) либо в виде отношения пика напряжения к действующему значению (СДС устанавливает допустимые его пределы значениями $1,41 \pm 0,1$).

Влияние гармоник на измерение мощности и энергии. Измерительные устройства обычно калибруются при чисто синусоидальном напряжении и увеличивают погрешность при наличии высших гармоник. Величина и направление гармоник являются важными факторами, так как знак погрешности определяется направлением гармоник.

Погрешности измерения, вызываемые гармониками, сильно зависят от типа измерительной аппаратуры. Обычные индукционные счетчики, как правило, завышают показания на несколько процентов (по 6 %) при наличии у потребителя источника искажения. Такие потребители оказываются автоматически наказанными за внесение искажений в сеть, поэтому в их собственных интересах установить соответствующие средства для подавления этих искажений.

Точное измерение энергии независимо от формы кривых тока и напряжения обеспечивается электронными счетчиками, имеющими более высокую стоимость.

Гармоники оказывают воздействие и на точность измерения реактивной мощности, которая четко определена лишь для случая синусоидальных токов и напряжения, и на точность измерения коэффициента мощности.

Редко упоминается влияние гармоник на точность поверки и калибровки приборов в лабораториях, хотя эта сторона вопроса также важна.

Влияние гармоник на цепи связи. Гармоники в силовых цепях вызывают шумы в цепях связи. Малый уровень шума приводит к определенному дискомфорту, при его увеличении часть передаваемой информации теряется, в предельных случаях связь становится вообще невозможной. В связи с этим при любых технологических изменениях систем электроснабжения и систем связи необходимо рассматривать влияние линий электропередачи на линии телефонной связи.

Воздействие гармоник на шумы в телефонных линиях зависит от порядка гармоники.

Колебания и провалы напряжения

Колебания и провалы напряжения в электрической сети приводят к следующим последствиям:

- колебаниям светового потока осветительных приборов (фликер – эффект);
- ухудшению качества работы телевизионных приемников;
- нарушению в работе рентгеновского оборудования;
- ложной работе регулирующих устройств и ЭВМ;
- нарушениям в работе преобразователей;
- колебаниям момента на валу вращающихся машин, вызывающим дополнительные потери электроэнергии и увеличенный износ оборудования, а также нарушения технологических процессов, требующих стабильной скорости вращения.

Степень влияния на работу оборудования определяется амплитудой колебаний и их частотой.

Колебания нагрузки большой мощности, например, прокатных станов, вызывают колебания момента, активной и реактивной мощности генераторов местных электростанций.

Колебания и провалы напряжения с глубиной более 10 % могут привести к погасанию газоразрядных ламп, повторное зажигание которых в зависимости от типа лампы может происходить только через значительный промежуток времени. При глубоких колебаниях и провалах напряжения (более 15 %) могут отпасть контакты магнитных пускателей, вызвав сбои в производстве.

Колебания с размахом в 10–12 % могут привести к выходу из строя конденсаторов, а также вентилях выпрямительных агрегатов.

Резкие колебания напряжения отрицательно сказываются на динамике ведения поездов. Скачки тока и тягового усилия, вызываемые

колебаниями напряжения, снижают надежность работы контакторов и опасны с точки зрения возникновения буксования. Для электроподвижного состава опасны колебания порядка 4-5 %.

На качество дуговой электросварки колебания напряжения практически не влияют (в силу инерционности тепловых процессов в металле шва), но заметно влияют на качество точечной сварки.

Увеличение потерь электроэнергии во внутризаводских сетях, вызванное колебаниями напряжения с амплитудой в 3 %, не превышает 2 % от начального значения потерь.

На металлургических заводах колебания напряжения более 3 % приводят к рассогласованию скоростей работы приводов клетей станов непрерывной прокатки металла, что снижает качество (стабильность толщины) прокатываемой ленты.

Заметное влияние оказывают колебания и провалы напряжения на асинхронные двигатели малой мощности. Это представляет опасность для текстильного, бумагоделательного и других производств, предъявляющих высокие требования к стабильности скорости вращения электроприводов. В частности, колебания напряжения на заводах химического волокна приводят к нестабильности вращения намоточных устройств. В результате капроновые нити либо рвутся, либо получают с неравномерной толщиной.

При производстве хлора и каустической соды колебания напряжений вызывают резкое увеличение износа анодов и снижение производительности.

Провалы напряжения при производстве химического волокна вызывают останов оборудования, на повторный запуск которого затрачивается от 15 мин в случае отказа 10 % оборудования) до 24 ч при отказе 100 % оборудования). Брак продукции составляет от 2,2 до 800 % от тоннажа одного технологического цикла. Время же полного восстановления технологического процесса достигает 3 сут.

Несимметрия напряжений

Несимметрия трехфазной системы напряжений приводит к возникновению токов обратной последовательности, а в 4-проводных сетях дополнительно и токов нулевой последовательности. Токи обратной последовательности вызывают дополнительный нагрев вращающихся машин, появление нехарактерных гармоник при работе многофазных преобразователей и другие явления.

При несимметрии напряжений в 2 % сроки службы асинхронных двигателей сокращаются на 10,8 % синхронных – на 16,2 %; трансфор-

маторов – на 4 %; конденсаторов – на 20 %. Нагрев оборудования осуществляется за счет расхода дополнительной электроэнергии, что снижает к.п.д. электроустановок. Скорость вращения асинхронных двигателей несколько снижается, возрастают вибрация вала и шум.

Для того чтобы избежать перегрева двигателя, его загрузку приходится снижать.

Отклонение напряжения и частоты

Отклонения напряжения в положительную сторону приводят к снижению потерь в сетях, увеличению производительности механизмов приводимых в действие асинхронными двигателями), однако расход энергии увеличивается, сокращаются сроки службы оборудования, особенно ламп накаливания.

Отклонение от номинала в отрицательную область приводит к противоположным явлениям, за исключением того, что сроки службы двигателей тоже сокращаются. Оптимальное напряжение на двигателе (исходя из срока его службы) не всегда равно номинальному, но при отклонении от него срок службы снижается.

Отклонения частоты в еще меньшей степени сказываются на сроках службы оборудования и потерях энергии, чем отклонение напряжения.

Основная составляющая ущерба от отклонений напряжения и частоты определяется некоторым снижением производительности оборудования и аналогична ущербу от ограничений, накладываемых на объем используемой энергии.

На большинстве производств это снижение компенсируется увеличением продолжительности работы механизмов или сверхурочными работами. Экспериментально его можно зафиксировать лишь на автоматических линиях непрерывного производства.

В ряде случаев снижение напряжения в допустимых пределах используют для сокращения потребления энергии, рассматривая это как энергосберегающее мероприятие.

Методы и средства улучшения качества электроэнергии и обеспечения электромагнитной совместимости электроприемников и питающих сетей

Существуют три основные группы методов повышения качества электроэнергии. В первую очередь, это рационализация средств электроснабжения. К этой группе относят повышение мощности сети, питание нелинейных потребителей повышенным напряжением и др. Вторая группа предполагает совершенствование самих потребителей:

номинальная нагрузка двигателей, использование многофазных схем выпрямления, включение в состав потребителя корректирующих устройств и т. д. Третья группа ориентирована на использование устройств коррекции качества или, иначе говоря, регуляторов одного или нескольких показателей качества электроэнергии или связанных с ними параметров потребляемой мощности.

Поддержание частоты в нормируемых пределах производится электростанциями системы. Физически возможно поддерживать ее на номинальном значении только в том случае, если мощность станций превышает мощность потребителей. В противном случае требуется ограничивать потребление.

Методы и средства регулирования напряжения

Отклонения напряжения являются «медленным» изменением напряжения и вызываются либо изменением уровня напряжения в центре питания, либо потерями напряжения в элементах сети. Рисунок иллюстрирует, как изменяется уровень отклонения напряжения (в процентах от номинального напряжения) вдоль участка сети от центра питания до электроприемника. Условно нанесены границы допустимых значений. Из этого рисунка видно, что требования по отклонениям напряжения для последних ЭП не выполняются. Это связано со значительными потерями напряжения в кабельной линии и на шинах питания ЭП. Суммарные потери напряжения определяют по выражению

$$\Delta U = \frac{100}{U_{\text{НОМ}}^2} \sum_{k=1}^{k=n} (P_k Q_k + Q_k X_k), \% \quad (11.1)$$

где P_k и Q_k – соответственно активная и реактивная мощности, протекающие по k -му участку сети; R_k и X_k – активное и реактивное сопротивление k -го элемента сети.

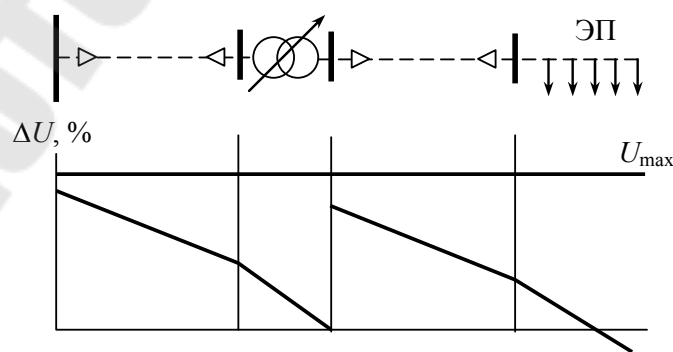


Рис. 11.1. Изменение напряжения на участках сети при протекании по ним тока нагрузки

Второй причиной заниженного уровня напряжения на ЭЛ является недостаточный уровень напряжения на вторичной обмотке трансформатора.

Анализируя эпюру напряжения на рис. 11.1 и выражение (11.1), можно сделать вывод: обеспечить требования по отклонениям напряжения на ЭП можно двумя способами:

- за счет регулирования напряжения в центре питания;
- путем снижения потерь напряжения в элементах сети.

Первый способ может быть реализован с помощью изменения коэффициента трансформации питающего трансформатора. Для этого трансформаторы оснащаются средствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) или имеют возможность переключения отпаек регулировочных ответвлений без возбуждения (ПБВ), т. е. с отключением их от сети во время переключения ответвлений. Трансформаторы с РПН позволяют регулировать напряжение в диапазоне от ± 10 до ± 16 % с дискретностью 1,25–2,5 %. Трансформаторы с ПБВ имеют регулировочный диапазон обычно ± 5 %.

Второй способ, основанный на снижении потерь напряжения в питающих линиях или кабелях, может быть реализован за счет снижения активного и (или) реактивного сопротивления. Снижение сопротивления достигается путем увеличения сечения проводов или применением устройств продольной компенсации (УПК). Продольная емкостная компенсация параметров линии заключается в последовательном включении конденсаторов в рассечку линии, благодаря чему ее реактивное сопротивление уменьшается:

$$X'_Л = X_L - X_C < X_L.$$

Сопротивление батарей конденсаторов УПК для снижения потери напряжения от значения ΔU_1 , % до значения ΔU_2 , % рассчитывается по выражению

$$X_{\text{БК}} = \frac{U_{\text{номБК}} (\Delta U_1 - \Delta U_2)}{\sqrt{3} I_{\text{ном}} \cdot \sin \varphi}. \quad (11.2)$$

При этом мощность батареи конденсаторов

$$Q_{\text{БК}} = \frac{U_{\text{номБК}}^2}{X_{\text{БК}}}.$$

Необходимо отметить, что вышеназванные способы снижения $X'_Л$ и $Z'_Л$ приводят к увеличению токов КЗ и требуют проведения спе-

циальных расчетов с целью проверки коммутационной аппаратуры, установленной в этой сети, по отключающей способности.

Дополнительная реактивная мощность КБ для повышения напряжения на величину ΔU , % может быть ориентировочно определена по выражению

$$Q_{\text{доп}} \approx \frac{10U_{\text{ном}}^2 \cdot \Delta U}{X_{\text{КЗ}}(1 + 0,01 \cdot \Delta U)} = \frac{10S_{\text{КЗ}} \cdot \Delta U}{1 + 0,01\Delta U}, \quad (11.3)$$

где $X_{\text{КЗ}}$ – сопротивление КЗ в точке подключения КБ.

Следует отметить, что минимизация параметра ΔU и поддержание необходимых уровней напряжения на отдельных подстанциях с методической точки зрения затруднений не вызывает. Для этого определяются места установки компенсирующих устройств и с учетом условия минимума капиталовложений рассчитывается требуемая мощность таких устройств. На практике для стабилизации уровней напряжения широко используют нерегулируемые шунтирующие реакторы (ШР). Однако в сложных электрических сетях с протяженными структурами использование ШР не всегда дает положительный результат. Установка только нерегулируемых ШР приводит к резким колебаниям напряжения, вызванным избытком или недостатком реактивной мощности при изменениях нагрузки электрической сети. Кроме того, применение большого числа ШР, рассредоточенных вдоль сверхпротяженной ВЛ, и их частая коммутация, вследствие сильной изменчивости нагрузок электрической сети, требует согласования режимов работы ШР 10 кВ. Поэтому естественно, что такие протяженные электрические сети должны быть управляемыми. Достаточно эффективным средством системного регулирования напряжения являются управляемые или насыщающиеся реакторы (УР), представляющие собой группу из трех однофазных реакторов. Но известно, что такие устройства, имеющие тиристорный преобразователь, генерируют во внешнюю сеть высшие гармоники тока, характеристики которых зависят от схемы сети и режима работы.

Снижение колебаний напряжения

Колебания напряжения в системе электроснабжения промышленного предприятия вызываются набросами реактивной мощности нагрузки. Размах колебаний напряжения может быть ориентировочно определен по выражению.

$$\delta U_t \approx 10 \frac{\Delta Q_n X_{K3}}{U_n^2} \approx 10 \frac{\Delta Q_n}{S_{K3}},$$

где ΔQ_n – величина наброса реактивной мощности нагрузки; X_{K3} – сопротивление КЗ в точке подключения нагрузки; U_n – номинальное напряжение на зажимах нагрузки.

Из выражения (11.4) следует, что для снижения δU_t необходимо уменьшать либо X_{K3} , либо набросы реактивной мощности нагрузки ΔQ_n . Остановимся подробнее на способах снижения ΔQ_n . В отличие от отклонения напряжения, колебания напряжения происходят значительно быстрее. Частоты повторения колебаний напряжения достигают 10–15 Гц при скоростях набросов реактивной мощности до десятков и даже сотен Мвар в секунду. Это означает, что для снижения ΔQ_n должны применяться быстродействующие источники реактивной мощности, способные обеспечить скорости набросов реактивной мощности, соизмеримые с характером изменения нагрузки. При этом выполняется следующее условие:

$$\Delta Q_\Sigma = \Delta Q_n - \Delta Q_{ИРМ},$$

где ΔQ_Σ – результирующая реактивная мощность; $\Delta Q_{ИРМ}$ – наброс реактивной мощности источником реактивной мощности (ИРМ).

Этот способ для дискретного ИРМ иллюстрирует рис. 11.2.

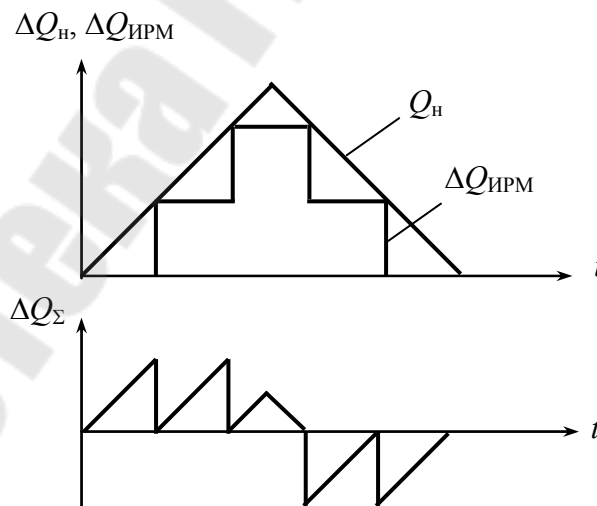


Рис. 11.2. Быстродействующее регулирование реактивной мощности нагрузки

Как видно из рисунка, подключение ИРМ приводит к снижению амплитуд колебаний результирующей реактивной мощности, но увели-

чивает их эквивалентную частоту. При недостаточном быстродействии применение ИРМ может привести даже к ухудшению положения.

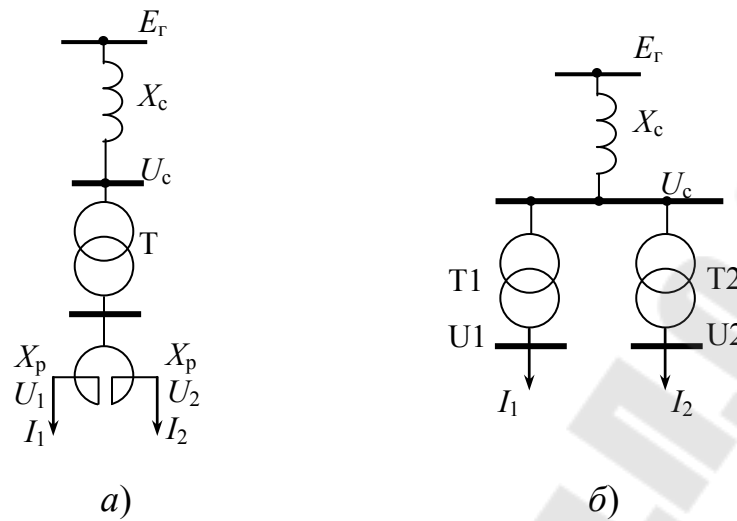


Рис. 11.3. Разделение нагрузок с помощью сдвоенного реактора (а) и различных трансформаторов (б)

Для снижения влияния резкопеременной нагрузки на чувствительные ЭП применяют способ разделения нагрузок, при котором наиболее часто применяют сдвоенные реакторы, трансформаторы с расщепленной обмоткой или питают нагрузки от различных трансформаторов.

Эффект использования сдвоенного реактора основан на том, что коэффициент взаимоиндукции между обмотками сдвоенного реактора $K_M \neq 0$, а падение напряжения в каждой секции определяется как

$$\Delta U_1 = jX_L(I_1 - K_M I_2); \quad \Delta U_2 = jX_L(I_2 - K_M I_1),$$

где X_L – индуктивное сопротивление секции обмотки реактора; K_M – коэффициент взаимоиндукции между обмотками секций реактора.

Падение напряжения за счет магнитной связи обмоток реактора уменьшается на 50–60 %.

Трансформаторы с расщепленной обмоткой позволяют подключать к одной ветви обмотки низшего напряжения резкопеременную нагрузку (источник искажений), а к другой – стабильную. Связь между изменениями напряжения в обмотках определяется по выражению

$$\Delta U_1 = \Delta U_2 \frac{4 - K_p}{4 + K_p},$$

где K_p – коэффициент расщепления, принимаемый равным 3,5.

При выделении резкопеременной нагрузки на отдельный трансформатор общее сопротивление снижается с величины

$$X = \frac{X_{T1}X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2}} + X_C$$

до величины X_C .

Размах колебаний напряжения на шинах стабильной нагрузки снижается в X_C/X раз, а на шинах резкопеременной нагрузки увеличивается в $X/(X_C + X_{T2})$ раз.

Снижение несимметрии напряжения. К снижению несимметрии напряжений приводит как уменьшение сопротивления сети токам обратной и нулевой последовательностей, так и снижение значений самих токов. Учитывая, что сопротивления внешней сети (трансформаторов, кабелей, линий) одинаковы для прямой и обратной последовательностей, снизить эти сопротивления возможно лишь путем подключения несимметричной нагрузки к отдельному трансформатору.

Основным источником несимметрии являются однофазные нагрузки. При соотношении между мощностью короткого замыкания в узле сети S_{K3} к мощности однофазной нагрузки $S_{одн}$ ($S_{K3}/S_{одн} > 50$) коэффициент обратной последовательности обычно не превышает 2 %, что соответствует требованиям ГОСТ 13109–97. Снизить несимметрию можно с помощью увеличения S_{K3} на зажимах нагрузки. Это достигается, например, подключением мощных однофазных нагрузок через собственный трансформатор на шины 110–220 кВ.

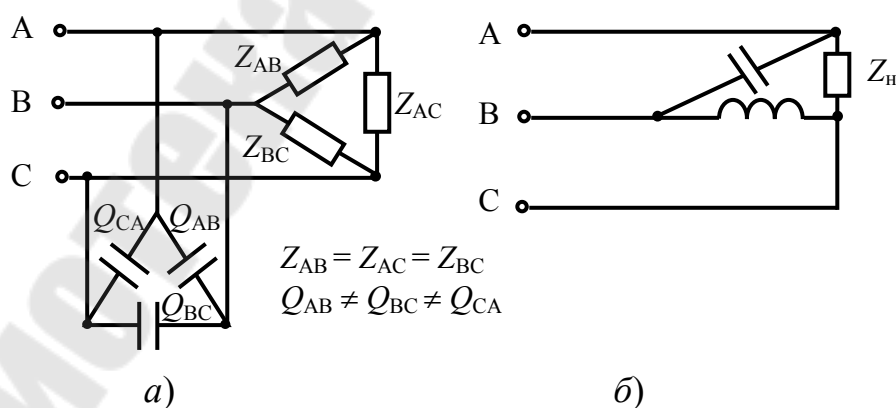


Рис. 11.4. Симметрирующие устройства с КБ (а) и специальная схема (б)

Снижение систематической несимметрии в сетях низкого напряжения осуществляется рациональным распределением однофаз-

ных нагрузок между фазами с таким расчетом, чтобы сопротивления этих нагрузок были примерно равны между собой. Если несимметрию напряжения не удастся снизить с помощью схемных решений, то применяются специальные устройства, называемые *симметрирующими*. В качестве таких устройств применяют несимметричное включение конденсаторных батарей (рис. 11.4, а) или специальные схемы симметрирования (рис. 11.4, б) однофазных нагрузок.

Существует несколько методов расчета симметрирующего эффекта КБ и расчетов параметров симметрирующих устройств однофазных нагрузок, включая номограммы. Если несимметрия меняется по вероятностному закону, то для ее снижения применяются автоматические симметрирующие устройства (СУ). Разработано значительное количество схем СУ и способов управления ими. Одна из наиболее распространенных схем представлена на рис. 11.5. В таких схемах конденсаторы и реакторы набираются из нескольких небольших параллельных групп и подключаются в зависимости от изменения тока или напряжения обратной последовательности. Недостатком схемы являются дополнительные потери, возникающие за счет включения реакторов.

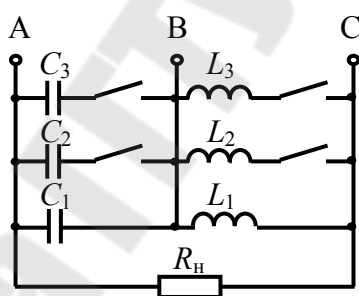


Рис. 11.5. Схема суммирующих устройств

Типовая схема СУ

Разработан ряд СУ на базе применения трансформаторов, например, трансформаторов с вращающимся магнитным полем, представляющим собой несимметричную нагрузку, или трансформаторов, позволяющих осуществить пофазное регулирование напряжения. Последний позволяет осуществить симметрирование при несимметричной нагрузке и при несимметрии напряжений питающей сети.

Снижение несинусоидальности напряжения. Способы снижения несинусоидальности напряжения можно разделить на три группы:

а) схемные решения:

– выделение нелинейных нагрузок на отдельную систему шин;

- рассредоточение нагрузок по различным узлам СЭС с подключением параллельно им электродвигателей;
- группирование преобразователей по схеме умножения фаз;
- подключение нагрузки к системе с большей мощностью $S_{КЗ}$;
- б) использование фильтровых устройств:
 - включение параллельно нагрузке узкополосных резонансных фильтров;
 - включение фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ);
 - применение фильтросимметрирующих устройств (ФСУ);
 - применение ИРМ, содержащих ФКУ;
- в) применение специального оборудования, характеризующегося пониженным уровнем генерации высших гармоник:
 - использование «ненасыщающихся» трансформаторов;
 - применение многофазных преобразователей с улучшенными энергетическими показателями.

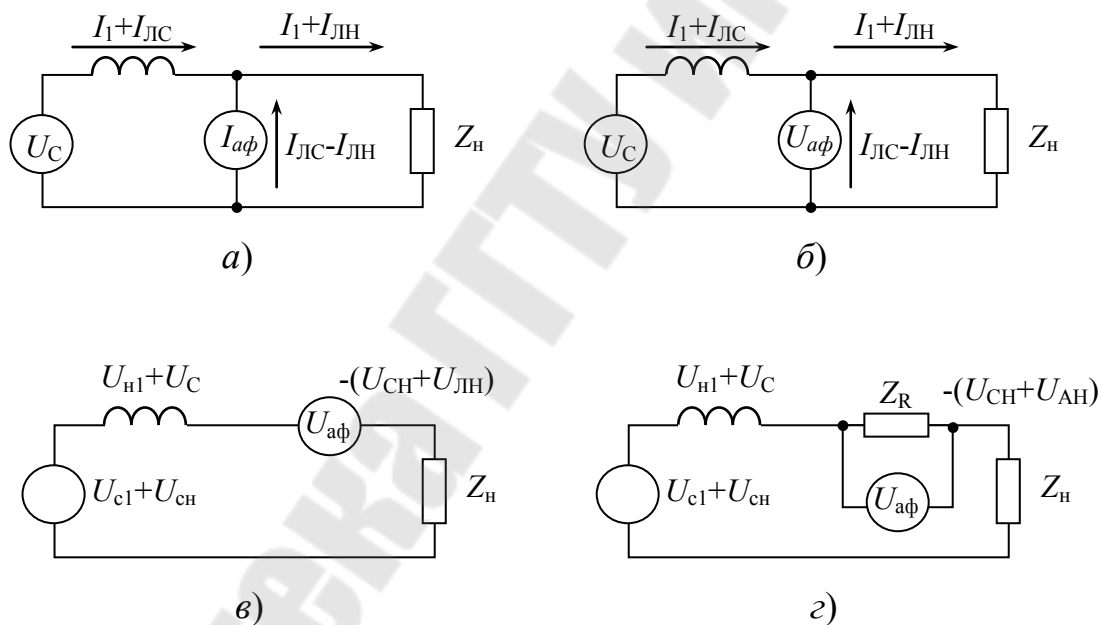


Рис. 11.6. Основные типы активных фильтров: а – параллельный источник тока; б – параллельный источник напряжения; в – последовательный источник напряжения; г – последовательный источник тока

Развитие элементной базы силовой электроники и новых методов высокочастотной модуляции привело к созданию в 70-х годах нового класса устройств, улучшающих качество электроэнергии – *активных фильтров (АФ)*. Сразу же возникла классификация активных фильтров

на последовательные и параллельные, а также на источники тока и напряжения, что привело к получению четырех базовых схем. Каждая их четырех структур (рис. 11.6) определяет схему фильтра на рабочей частоте: ключей в преобразователе и вид самих ключей (двунаправленный или однонаправленный ключ). В качестве накопителя энергии в преобразователе, служащем источником тока (рис. 11.6, а, з), используется индуктивность, а в преобразователе, служащем источником напряжения (рис. 11.6, б, в), используется емкость.

Типовая схема выполнения силового резонансного фильтра приведена на рис. 11.7.

Известно, что сопротивление фильтра Z на частоте ω равно

$$Z = X_L - X_C = j\left(\omega L - \frac{1}{\omega C}\right).$$

При $X_L = X_C$ или $\omega L = (1/\omega C)$ на частоте ω наступает резонанс напряжений, означающий, что сопротивление фильтра для гармонической и составляющей напряжения с частотой ω равно нулю. При этом гармонические составляющие с частотой ω будут поглощаться фильтром и не проникать в сеть. На этом явлении основан принцип построения резонансных фильтров.

В сетях с нелинейными нагрузками возникают, как правило, гармоники канонического ряда, порядковый номер которых $\nu = 3, 5, 7, \dots$

Уровни гармоник с таким порядковым номером, как правило, убывают с увеличением частоты. Поэтому на практике применяют цепочки из параллельно включенных фильтров, настроенных на 3, 5, 7 и 11-ю гармоники. Такие устройства называются *узкополосными резонансными фильтрами*.

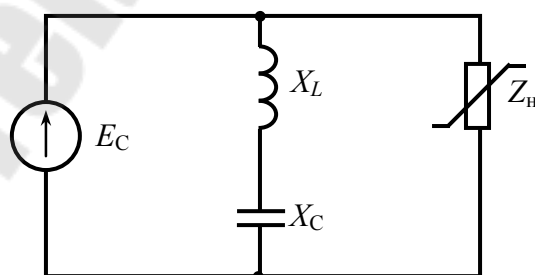


Рис. 11.7. Схема замещения силового резонансного фильтра

Учитывая, что $X_{L\nu} = X_L$, $X_{C\nu} = (X_C/\nu)$, где X_L и X_C – сопротивления реактора и КБ на основной частоте, а также выражение (11.6), получаем

$$X_{\phi} = X_L + X_C = X_C(1 - 1/v^2). \quad (11.6)$$

Такой фильтр, который помимо фильтрации гармоник будет генерировать реактивную мощность и компенсировать потери мощности в сети и напряжения, носит название *фильтрокомпенсирующего* (ФКУ).

Если устройство помимо фильтрации высших гармоник выполняет функции симметрирования напряжения, то такое устройство называется *фильтросимметрирующим* (ФСУ). Конструктивно ФСУ представляют собой несимметричный фильтр, включенный на линейное напряжение сети. Выбор линейных напряжений, на которые подключаются фильтрующие цепи ФСУ, а также соотношения мощностей конденсаторов, включенных в фазы фильтра, определяются условиями симметрирования напряжения.

Из вышесказанного следует, что устройства типа ФКУ и ФСУ воздействуют одновременно на несколько показателей качества электрической энергии (несинусоидальность, несимметрия, отклонение напряжения). Такие устройства для повышения качества электрической энергии получили название *многофункциональных оптимизирующих* устройств (МОУ). Целесообразность в разработке таких устройств возникла в связи с тем, что резкопеременные нагрузки типа ДСП вызывают одновременное искажение напряжения по ряду показателей. Применение МОУ позволяет комплексно решать проблему обеспечения качества электроэнергии, т. е. одновременно по нескольким показателям. К категории таких устройств относятся *быстродействующие статические источники реактивной мощности* (ИРМ). По принципу регулирования реактивной мощности ИРМ можно разделить на две группы: ИРМ прямой компенсации, ИРМ косвенной компенсации. Структуры ИРМ представлены соответственно на рис. 11.7, а, б. Такие устройства, обладая высоким быстродействием, позволяют снижать колебания напряжения. Пофазное регулирование и наличие фильтров обеспечивают симметрирование и снижение уровней высших гармоник.

На рис. 11.8 а представлена схема прямой компенсации, где «управляемым» источником реактивной мощности является коммутируемая с помощью тиристоров конденсаторная батарея. Батарея имеет несколько секций и позволяет дискретно изменять генерируемую реактивную мощность. На рис. 11.8, б мощность ИРМ меняется с помощью регулирования реактора. При таком способе управления ре-

актор потребляет избыток реактивной мощности, генерируемой фильтрами. Поэтому способ носит название *косвенной компенсации*.

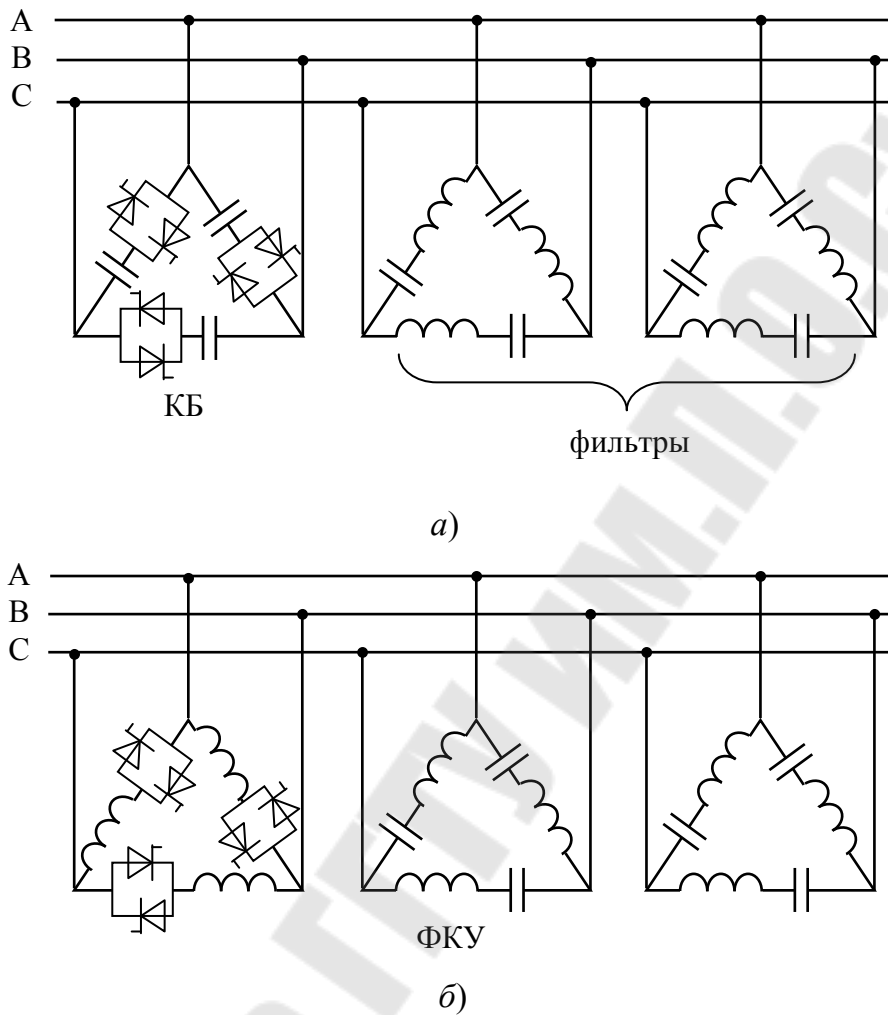


Рис. 11.8. Структурные схемы многофункциональных ИРМ прямой (а) и косвенной (б) компенсации

Косвенная компенсация имеет два основных недостатка: поглощение избытка мощности вызывает дополнительные потери, а изменение мощности реактора с помощью угла управления вентилей приводит к дополнительной генерации высших гармоник.

Тема 12

НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

12.1. Качественные определения основных показателей надежности

Термин «надежность» по содержанию является многоплановым (сложным). Поэтому отечественные ГОСТы и зарубежные промышленные нормы определяют его через набор качественных понятий. Ниже приводятся качественные определения основных показателей надежности в соответствии с терминологическими рекомендациями АН СССР.

Надежность – свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования.

Безотказность – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени или некоторой наработки.

Наработка – продолжительность или объем работы объекта.

Долговечность – свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта.

Ремонтпригодность (ремонтоспособность) – свойство объекта, заключающееся в приспособленности к предупреждению и обнаружению причин возникновения его отказов, повреждений и устранению их последствий путем проведения технического обслуживания и ремонтов.

Отказ – событие, заключающееся в полной или частичной утрате объектом его работоспособности.

Работоспособность – состояние объекта, при котором он способен выполнять все или часть заданных функций в полном или частичном объеме.

Сохраняемость – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение и после хранения и (или) транспортирования.

В приведенных определениях под объектом понимается система электроснабжения в целом или любой ее элемент, для которого рассчитываются количественные показатели надежности.

12.2. Количественные показатели надежности

Количественные показатели надежности имеют вероятностный смысл. Предполагается, что из курса высшей математики студентам известны основные понятия и теоремы теории вероятностей, а имен-

но, частота (частотность), вероятность, условная вероятность, интегральный и дифференциальный законы распределения вероятностей, теоремы умножения (только для независимых событий) и сложения (для независимых и зависимых событий). Предполагается также, что студенты владеют основными навыками, приобретенными при изучении аналитической геометрии и математического анализа.

1. Интегральная функция распределения вероятностей безотказной работы:

$$R(t) = P(t_{\text{отк}} > t^*) = \frac{n(t_{\text{отк}} > t^*)}{N(t=0)} = \begin{cases} 0, & t^* = \infty \\ 1, & t^* = 0 \end{cases}$$

численно равна доле начального количества объектов $N(t=0)$, не отказавших до произвольного, но фиксированного момента времени t^* объектов $n(t_{\text{отк}} > t^*)$.

2. Интегральная функция распределения вероятностей отказа:

$$F(t) = P(t_{\text{отк}} \leq t^*) = \frac{n(t_{\text{отк}} \leq t^*)}{N(t=0)} = \begin{cases} 0, & t^* = 0 \\ 1, & t^* = \infty \end{cases}$$

численно равна доле начального количества объектов $N(t=0)$, отказавших до произвольного, но фиксированного момента времени t^* объектов $n(t_{\text{отк}} > t^*)$.

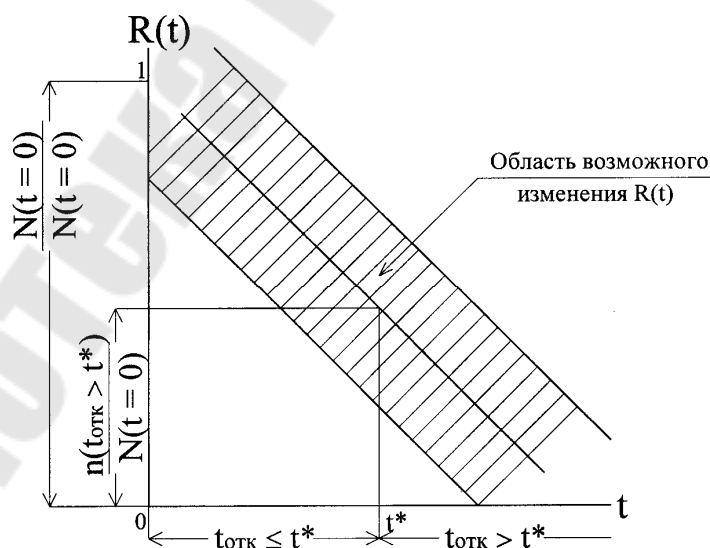


Рис. 12.1. Интегральная функция распределения вероятностей отказа

Из приведенных формул и рис. 12.1 и 12.2 видно, что

$$n(t_{\text{отк}} > t^*) = N(t=0) - n(t_{\text{отк}} \leq t^*)$$

и $n(t_{\text{отк}} \leq t^*) = N(t=0) - n(t_{\text{отк}} > t^*)$.

Следовательно,

$$R(t) + F(t) = \frac{n(t_{\text{отк}} > t^*)}{N(t=0)} + \frac{n(t_{\text{отк}} \leq t^*)}{N(t=0)} = \frac{N(t=0)}{N(t=0)} = 1$$

для произвольного $0 \leq t \leq \infty$, то есть вероятность безотказной работы объекта в течение времени t и вероятность его отказа до момента t образуют полную группу несовместимых событий:

$$R(t) + F(t) = 1; \quad R(t) = 1 - F(t); \quad F(t) = 1 - R(t).$$

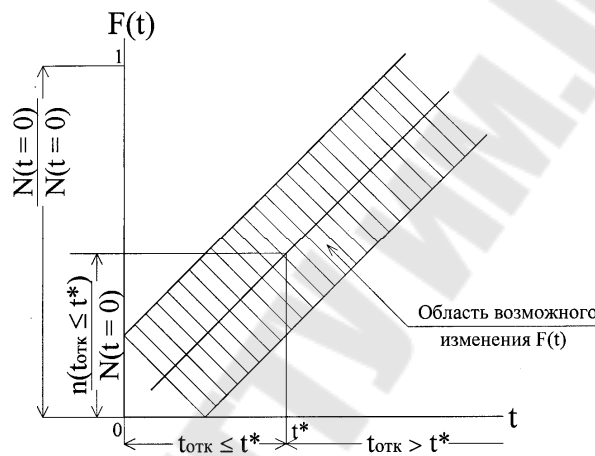


Рис. 12.2. Интегральная функция распределения вероятностей отказа

3. Дифференциальная функция распределения вероятностей отказа (плотность вероятности отказа):

$$f(t) = \frac{n(t^* < t_{\text{отк}} \leq t^* + \Delta t^*)}{N(t=0) \cdot \Delta t^*} \text{ (единица времени)}^{-1}$$

численно равна среднему числу отказов в единицу времени на один объект из начального количества объектов $N(t=0)$ или доле начального количества объектов $N(t=0)$, отказавших после произвольного, но фиксированного момента времени t^* в течение выбранного промежутка времени Δt^* .

Из теории вероятностей известно, что

$$f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt} \text{ и } \int_0^{\infty} f(t)dt = 1.$$

Следовательно, график $f(t)$ зависит от графика $F(t)$. Зависимость же $f(\Delta t)$ является пропорциональной, поскольку с ростом промежутка времени Δt возрастает и вероятность отказа в течение этого промежутка.

12.4. Интенсивность отказов объектов

Интенсивность отказов объектов определяется

$$\lambda(t) = \frac{n(t^* < t_{\text{отк}} \leq t^* + \Delta t^*)}{n(t_{\text{отк}} > t^*) \cdot \Delta t^*} (\text{единица времени})^{-1}$$

численно равна среднему числу отказов в единицу времени на один объект из количества объектов $n(t_{\text{отк}} > t^*)$, не отказавших до произвольного, но фиксированного времени t^* .

Сравнение формул плотности вероятности $f(t)$ и интенсивности отказов $\lambda(t)$ показывает, что эти величины отличаются только общим количеством объектов в знаменателе, к которым относится количество элементов в числителе $n(t^* < t_{\text{отк}} \leq t^* + \Delta t^*)$, отказавших после произвольного, но фиксированного момента времени t^* в течение выбранного промежутка времени Δt^* .

Типовой график $\lambda(t)$ представлен на рис. 12.3, где по оси времени отложен «жизненный» цикл объекта, состоящий из трех четко выраженных периодов.

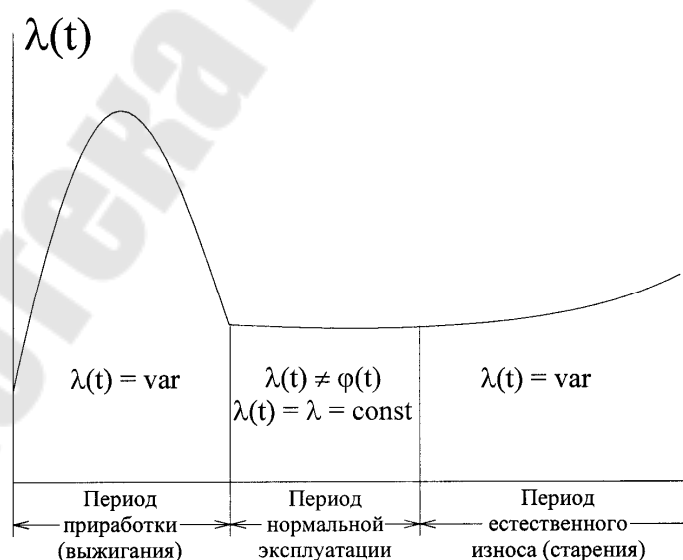


Рис. 12.3. Типовой график $\lambda(t)$

Поскольку период приработки (выжигания) является очень коротким и объекты проходят его, как правило, на заводе-изготовителе или в течение 72 ч опытной эксплуатации после включения, а в самом начале периода естественного износа (старения) объект либо модернизируется, либо заменяется новым, то в дальнейшем будет рассматриваться только период нормальной эксплуатации, в котором

$$\lambda(t) \neq \varphi(t); \quad \lambda(t) = \lambda = \text{const}.$$

12.5. Среднее время наработки на отказ

Среднее время наработки на отказ определяется

$$t_n = \frac{1}{\lambda} \text{ (единица времени) при } \lambda = \text{const},$$

численно равно средней по множеству объектов продолжительности безотказной работы (между двумя соседними отказами), приходящейся на один объект.

Поскольку $\lambda = \text{const}$, то и $t_n = \text{const}$ и, следовательно, обе эти величины или какая-либо одна из них могут быть табулированы, то есть вычислены заранее для всех объектов систем электроснабжения и сведены в справочные таблицы.

Тогда можно было бы остальные количественные показатели надежности вычислить через них. Но для этого необходимо отыскать аналитическую взаимосвязь количественных показателей надежности.

Аналитическая взаимосвязь основных показателей надежности

Под аналитической взаимосвязью количественных показателей надежности понимается совокупность аналитических выражений (формул), позволяющих вычислить каждый из этих показателей через любой другой.

Чтобы получить формулы аналитической взаимосвязи показателей достаточно воспользоваться соотношениями:

$$R(t) + F(t) = 1; \quad f(t) = \frac{dF(t)}{dt} = -\frac{dR(t)}{dt};$$

$$\int_0^{\infty} f(t) dt = 1 \text{ и } \lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)}.$$

Последнее соотношение выводится следующим образом:

$$\lambda(t) = \frac{n(t^* < t_{\text{отк}} \leq t^* + \Delta t^*)}{n(t_{\text{отк}} > t^*) \cdot \Delta t^*} = \frac{n(t^* < t_{\text{отк}} \leq t^* + \Delta t^*)}{N(t=0)\Delta t^*} = \frac{f(t)}{R(t)}.$$

Пользуясь приведенными соотношениями, студент должен самостоятельно вывести формулы аналитической взаимосвязи количественных показателей надежности, представленные в табл. 12.1. При этом надо уметь объяснить знаки производных и пределы интегрирования, исходя из инженерного смысла показателей и теорем теории вероятностей.

Таблица 12.1

Формулы аналитической взаимосвязи качественных показателей надежности

Найти	Задано			
	$R(t)$	$F(t)$	$f(t)$	$\lambda(t)$
$R(t)$	$R(t)$	$1 - F(t)$	$\int_t^{\infty} f(t)dt$	$e^{-\int_0^t \lambda(x)dx}$
$F(t)$	$1 - R(t)$	$F(t)$	$\int_0^t f(x)dx$	$1 - e^{-\int_0^t \lambda(x)dx}$
$f(t)$	$-\frac{dR(t)}{dt}$	$\frac{dF(t)}{dt}$	$f(t)$	$\lambda(t)e^{-\int_0^t \lambda(x)dx}$
$\lambda(t)$	$-\frac{d \ln R(t)}{dt}$	$\frac{d \ln(1 - F(t))}{dt}$	$\frac{f(t)}{\int_t^{\infty} f(t)dt}$	$\lambda(t)$

Расчетные формулы показателей надежности, их упрощение и область применения

Поскольку в период нормальной эксплуатации для всех объектов систем электроснабжения интенсивность отказов $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$, то численные значения ее могут быть выявлены экспериментально-статистическим путем и сведены в справочные таблицы по видам оборудования. На практике так и сделано.

В этом случае, отыскав в таблице численное значение λ для исследуемого на надежность объекта, следует воспользоваться форму-

лами, которые выражают остальные показатели надежности в функции λ (правый столбец табл. 12.1).

С учетом $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$, получим:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(x) dx} = e^{-\lambda t} = e^{-\frac{t}{t_H}};$$

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(x) dx} = e^{-\lambda t} = e^{-\frac{t}{t_H}};$$

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(x) dx} = e^{-\lambda t} = e^{-\frac{t}{t_H}}.$$

Формулы являются расчетными формулами показателей надежности обособленного объекта. Текущее время t задается расчетчиком, исходя из целей исследования надежности. Из этих же формул видно, что зависимости $R(t)$ и $f(t)$ представляют собой падающие экспоненты, а зависимость $F(t)$ – возрастающую. Для лучшего усвоения инженерного смысла этих зависимостей студенту рекомендуется самостоятельно провести аналогии с процессами заряда и разряда емкости, известными из курса «Теоретические основы электротехники».

12.6. Полная и расчетная диаграммы состояний объекта расчета надежности

Численное значение интегральной функции распределения вероятностей безотказной работы, рассчитанное для произвольного, но фиксированного момента времени $t = t^*$, может рассматриваться как вероятность пребывания объекта расчёта надёжности в состоянии «безотказность» или «функционирование» от $t = 0$ до $t = t^*$.

Численное значение интегральной функции распределения вероятностей отказа, рассчитанное для произвольного, но фиксированного момента времени $t = t^*$, может рассматриваться как вероятность пребывания объекта расчёта надёжности в состоянии «отказа» или «неработоспособность» от $t = 0$ до $t = t^*$.

Численное значение дифференциальной функции распределения вероятностей отказа (плотности вероятности отказа), рассчитанное для произвольного, но фиксированного момента времени $t = t^*$ и для произвольного, но фиксированного отрезка времени $\Delta t = \Delta t^*$, следующего сразу же за моментом $t = t^*$, может рассматриваться как ве-

роятность перехода объекта расчёта надёжности из состояния «безотказность» в состояние «отказ» в течение времени от $t = t^*$, до $t = t^* + \Delta t^*$.

Численное значение интенсивности отказов в силу своего постоянства для заданного объекта расчёта надёжности $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$ может рассматриваться как вероятность перехода этого объекта из состояния «безотказность» в состояние «отказ» в течение отрезка времени $\Delta t = \Delta t^*$, но расположенного в произвольном месте оси времени.

С учётом изложенного, расчётная диаграмма состояния объекта расчёта надёжности для рассмотренных количественных показателей надёжности может быть представлена так, как показано на рис..

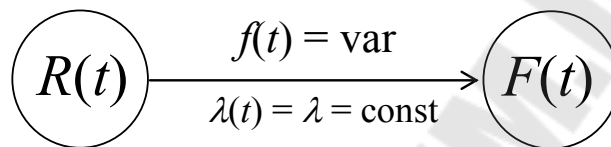


Рис. 12.4. Количественные показатели надёжности

Очевидно, в течение периода нормальной эксплуатации объекта он может находиться не только в состояниях «безотказность» и «отказ», но и пребывать в состоянии «сбой» и в различных ремонтных состояниях. Может оказаться необходимым учет и таких состояний как «хранение», «транспортировка» и т. д. С учетом этого составление полной диаграммы состояний объекта расчета надёжности не представляется возможным. В проектных и эксплуатационных расчетах надёжности под полной диаграммой состояний обычно понимают диаграмму, представленную на рис. 12.5.

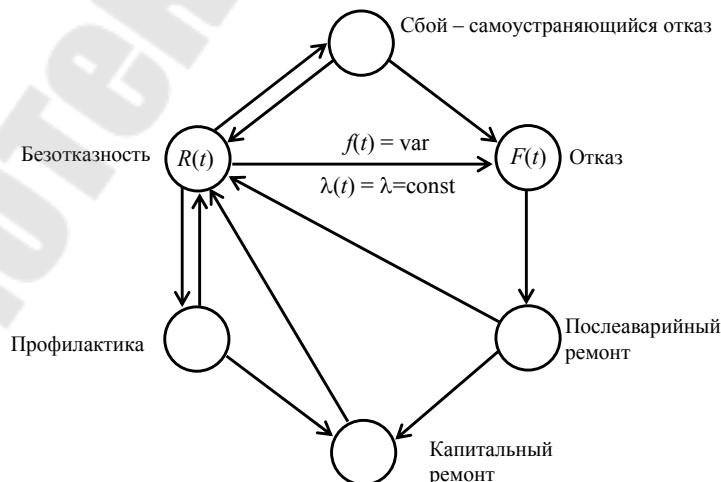


Рис. 12.5. Полная диаграмма состояний

Расчетная диаграмма состояний вида рис. 12.4 может быть несколько уточнена, если:

- состояния «сбой» и «отказ» считать неразличимыми;
- все ремонтные состояния учесть в обратном переходе из состояния «отказ» в состояние «безотказность». Тогда расчетная диаграмма примет вид, представленный на рис. 12.5.

На стрелке обратного перехода на рис. 12.5 чисто формально проставлены некоторые показатели восстановления:

- $q(t) = \text{var}$ – плотность вероятности восстановления;
- $\mu(t) = \mu = \text{const}$ – интенсивность восстановления.

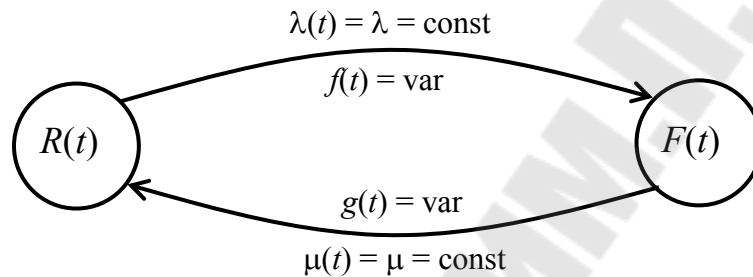


Рис. 12.6. Расчетная диаграмма состояний вида

Под восстановлением здесь понимается любая ремонтная процедура, в результате осуществления которой восстанавливается нормальное функционирование объекта расчета надежности.

Из методических соображений все количественные показатели восстановления вводятся чисто формально.

12.7. Количественные показатели восстановления

При изучении настоящего раздела студенту рекомендуется проводить аналогии с разделом «Количественные показатели надежности». Проведение таких аналогий позволяет действовать чисто формально.

1. Интегральная функция распределения вероятностей несвоевременного окончания ремонта (рис. 12.7)

$$S(t) = P(t_{\text{рем}} > t^*) = \frac{m(t_{\text{рем}} > t^*)}{M(t=0)} = \begin{cases} 0, & t^* = \infty \\ 1, & t^* = 0 \end{cases}$$

численно равна доле количества элементов, подлежащих ремонту $M(t=0)$, не отремонтированных до произвольного, но фиксированного момента времени t^* объектов $m(t_{\text{рем}} > t^*)$.

2. Интегральная функция распределения вероятностей своевременного окончания ремонта (рис. 12.8)

$$G(t) = P(t_{\text{рем}} \leq t^*) = \frac{m(t_{\text{рем}} \leq t^*)}{M(t=0)} = \begin{cases} 0, & t^* = 0 \\ 1, & t^* = \infty \end{cases}$$

численно равна доле количества элементов, подлежащих ремонту $M(t=0)$, отремонтированных до произвольного, но фиксированного момента времени t^* объектов $m(t_{\text{рем}} \leq t^*)$.

Из приведенных формул и рис. 12.9 и 12.10 видно, что

$$m(t_{\text{рем}} > t^*) = M(t=0) - m(t_{\text{рем}} \leq t^*)$$

$$\text{и } m(t_{\text{рем}} \leq t^*) = M(t=0) - m(t_{\text{рем}} > t^*).$$

Следовательно,

$$S(t) + G(t) = \frac{m(t_{\text{рем}} > t^*)}{M(t=0)} + \frac{m(t_{\text{рем}} \leq t^*)}{M(t=0)} = \frac{M(t=0)}{M(t=0)} = 1$$

для произвольного $0 \leq t \leq \infty$, то есть вероятность несвоевременного окончания ремонта и вероятность своевременного окончания ремонта образуют полную группу несовместных событий $S(t) + G(t) = 1$; $S(t) = 1 - G(t)$; $G(t) = 1 - S(t)$.

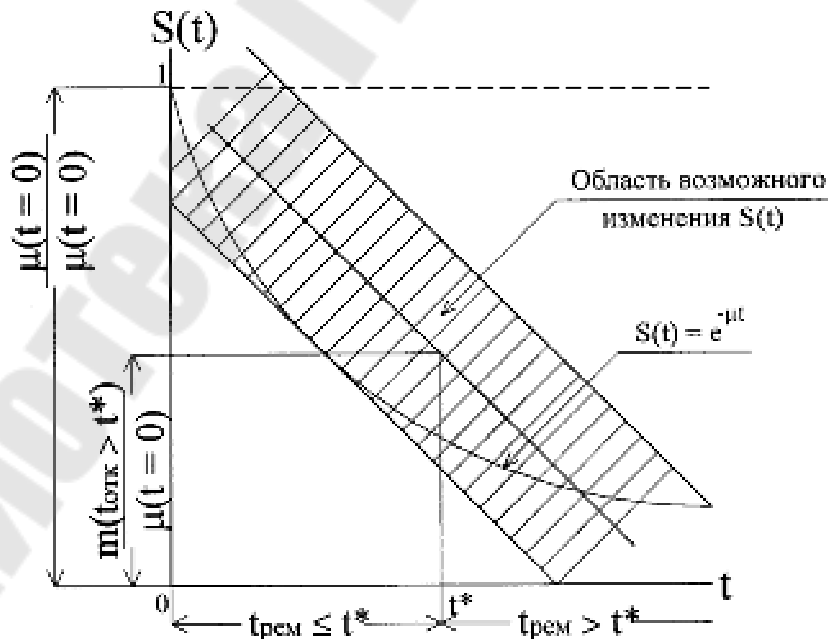


Рис. 12.7. Функция распределения вероятностей несвоевременного окончания ремонта

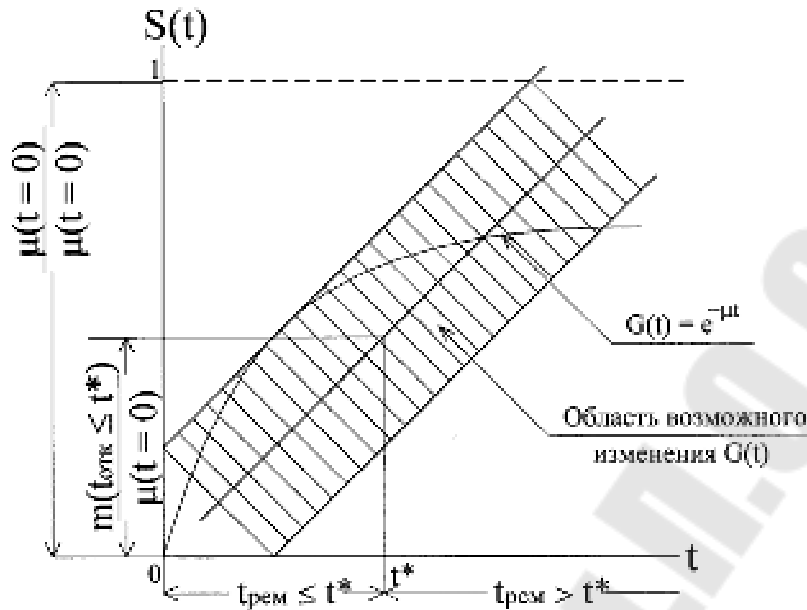


Рис. 12.8. Функция распределения вероятностей своевременного окончания ремонта

3. Дифференциальная функция распределения вероятностей своевременного ремонта (плотность вероятности своевременного ремонта)

$$g(t) = - \frac{m(t^* < t_{\text{рем}} \leq t^* + \Delta t^*)}{M(t=0) \cdot \Delta t} \text{ (единица времени)}^{-1}$$

численно равна среднему числу восстановлений в единицу времени на один объект из количества элементов, подлежащих ремонту $M(t=0)$, или доле этого количества элементов, отремонтированной после произвольного, но фиксированного момента времени t^* , в течение промежутка времени Δt^* .

Из теории вероятностей известно, что

$$g(t) = \frac{dG(t)}{dt} = - \frac{dS(t)}{dt} \text{ и } \int_0^{\infty} g(t) dt = 1,$$

следовательно, график $g(t)$ зависит от графика $G(t)$. Зависимость же $g(\Delta t)$ является пропорциональной, поскольку с ростом промежутка времени Δt возрастает и вероятность восстановления в течение этого промежутка.

4. Интенсивность восстановления объектов

$$\mu(t) = \frac{m(t^* < t_{\text{рем}} \leq t^* + \Delta t^*)}{m(t_{\text{рем}} > t^*) \cdot \Delta t^*} (\text{единица времени})^{-1}$$

численно равна среднему числу восстановлений в единицу времени на один объект из количества объектов $m(t_{\text{рем}} > t^*)$, не отремонтированных до произвольного, но фиксированного времени t^* .

Сравнение формул плотности вероятности $g(t)$ и интенсивности восстановления $\mu(t)$ показывает, что эти величины отличаются только общим количеством элементов в знаменателе, к которым относится количество элементов в числителе $m(t^* < t_{\text{рем}} \leq t^* + \Delta t^*)$, восстановленных после произвольного, но фиксированного момента времени t^* в течение выбранного промежутка времени Δt^* .

В отличие от процесса отказов, который развивается во времени естественным образом (износ объекта), процедура восстановления является полностью искусственной (ремонт объекта) и, тем самым, целиком определяется организационно-технической деятельностью эксплуатационно-ремонтного персонала.

Поэтому типовой график $\mu(t)$, аналогичный графику $\lambda(t)$ (рис. 12.3), отсутствует. В силу существования нормативов времени на проведение ремонтных работ величина $\mu(t) = \mu = \text{const}$ и численные значения ее сведены в справочные таблицы по видам оборудования и ремонтов.

5. Среднее время восстановления

$$t_{\text{в}} = \frac{1}{\mu} (\text{единица времени}) \text{ при } \mu = \text{const}$$

численно равно средней по множеству объектов продолжительности восстановления, приходящейся на один объект.

Поскольку $\mu = \text{const}$, то и

$$t_{\text{в}} = \text{const}, \quad \text{но} \quad t_{\text{в}} = t_{\text{пл}} + t_{\text{ав}},$$

где $t_{\text{пл}}$ – продолжительность плановых ремонтов (профилактики) в течение года (ч/год); $t_{\text{ав}}$ – продолжительность послеаварийных ремонтов (ч/авария).

Поскольку величины $t_{\text{пл}}$ и $t_{\text{ав}}$ имеют разную размерность, то необходимо:

– либо разделить $t_{ав}$ на $t_{н}$ (поскольку теоретически одна авария происходит за среднее время наработки на отказ) и тогда получится:

$$t'_{ав} \left[\frac{\text{час}}{\text{ГОД}} \right] = \frac{t_{ав}}{t_{н}} \left[\frac{\frac{\text{час}}{\text{авария}}}{\frac{\text{ГОД}}{\text{авария}}} \right],$$

причем для объектов систем электроснабжения $t'_{ав} \ll t_{ав}$;

– либо заменить размерность $t_{ав}$ на ч/г.

В первом случае численное значение $t_{в}$ окажется заниженным, во втором – завышенным. В практических расчетах надежности рекомендуется действовать по второму способу.

6. Коэффициент готовности

$$k_{гот} = \frac{t_{н}}{t_{н} + t_{в}} = \frac{\mu}{\mu + \lambda}$$

численно равен вероятности застать объект в работоспособном состоянии в произвольный момент времени из выбранного промежутка времени.

Поскольку для одного и того же объекта $t_{н}(\lambda) = \text{const}$ и $t_{в}(\mu) = \text{const}$, то и $k_{гот} = \text{const}$ и может быть табулирован. Из приведенной формулы видно, что $k_{гот}$ имеет смысл надежности коэффициента полезного действия, так как числитель представляет собой «полезное», а знаменатель – «затраченное».

Настоящий пункт аналогичен пункту «Качественные показатели надежности». Два следующих пункта – «Аналитическая взаимосвязь...» и «Расчетные формулы...» также составлены по аналогии с соответствующими проработанными пунктами. Поэтому они приводятся в сокращенном виде.

Аналитическая взаимосвязь количественных показателей восстановления

При изучении настоящего пункта рекомендуется самым внимательным образом сопоставить табл. 12.2 с табл. 12.1 и выявить все формальные и смысловые аналогии. Следует самостоятельно вывести все формулы табл. 12.2, руководствуясь исходными соотношениями:

$$S(t) + G(t) = 1; \quad g(t) = \frac{dG(t)}{dt} = \frac{dS(t)}{dt};$$

$$\int_0^{\infty} g(t)dt = 1 \text{ и } \mu(t) = \frac{g(t)}{S(t)}.$$

Следует обратить внимание на то, что в отличие от показателей надежности $R(t)$ и $F(t)$, показатели восстановления $S(t)$ и $G(t)$ в расчетах надежности систем электроснабжения используются редко. Постараться объяснить это самостоятельно.

Таблица 12.2

Формулы аналитической взаимосвязи качественных показателей восстановления

Найти	Задано			
	$S(t)$	$G(t)$	$g(t)$	$\mu(t)$
$S(t)$	$S(t)$	$1 - G(t)$	$\int_t^{\infty} f(t)dt$	$e^{-\int_0^t \lambda(x)dx}$
$G(t)$	$1 - S(t)$	$G(t)$	$\int_0^t f(t)dt$	$1 - e^{-\int_0^t \lambda(x)dx}$
$g(t)$	$-\frac{dR(t)}{dt}$	$\frac{dG(t)}{dt}$	$g(t)$	$\mu(t) \cdot e^{-\int_0^t \mu(x)dx}$
$\mu(t)$	$-\frac{d \ln R(t)}{dt}$	$\frac{d \ln(1 - G(t))}{dt}$	$\frac{f(t)}{\int_t^{\infty} f(t)dt}$	$\mu(t)$

Расчетные формулы показателей восстановления

С учетом $\mu(t) = \mu = \text{const}$ из соотношений табл. 12.2 получаются следующие расчетные формулы показателей восстановления:

$$S(t) = e^{-\int_0^t \mu(x)dx} = e^{-\mu t} = e^{-\frac{t}{t_B}}; \tag{12.8}$$

$$G(t) = 1 - e^{-\int_0^t \mu(x)dx} = 1 - e^{-\mu t} = 1 - e^{-\frac{t}{t_B}}; \tag{12.9}$$

$$g(t) = \mu(t) \cdot e^{-\int_0^t \mu(x)dx} = \mu(t) \cdot e^{-\mu t} = t_B^{-1} e^{-\frac{t}{t_B}}. \tag{12.10}$$

Текущее время t в формулах (12.8)–(12.10) задается расчетчиком, исходя из целей исследования процессов восстановления отказавших объектов систем электроснабжения.

Упрощение расчетных формул показателей восстановления на основе разложения экспоненты в ряд Тейлора недопустимо, поскольку численные значения интенсивностей восстановления объектов систем электроснабжения достаточно велики, вследствие чего линеаризация экспоненты приведет к большой погрешности (табл. 12.3 и 12.4).

Численные значения показателей надежности и восстановления объектов систем электроснабжения

Низковольтное ($U < 1000$ В) оборудование

Объект	$t_{нз}$, Г.
Генераторы до 20 кВт	7
Двигатели до 20 кВт	21
Двигатели свыше 20 кВт	10
Насосы с электроприводом	12
Осветительные приборы	4
Нагревательные элементы	10
Плавкие предохранители	200
Реле защиты и автоматики	10
Измерительные приборы	2000
Счетчики электроэнергии	50

Постараться объяснить самостоятельно, почему для низковольтного оборудования не табулированы показатели восстановления.

Высоковольтное ($U \geq 1000$ В) оборудование

Объект	$t_{нз}$, Г.	$t_{плз}$, Ч/Г.	$t_{авз}$, Ч/Г.
Трансформаторы $U_{вн} = 10$ кВ	60	15	60
Трансформаторы $U_{вн} = 35$ кВ	100	20	90
Трансформаторы $U_{вн} = 110$ кВ	35	25	90
Выключатели 10 кВ	200	20	10
Выключатели 35 кВ	500	10	10
Выключатели малообъемные	50	20	20
Выключатели 110 кВ	500	20	20
ЛЭП-35 кВ устройство повторений на 100 км	1	80	10
ЛЭП-35 кВ неуст. повр. на 100 км	0,125	80	10
ЛЭП-110 кВ уст. повр. на 100 км	1,5	120	10
ЛЭП-35 кВ неуст. повр. на 100 км	0,2	120	10
Разъединители	60	10	15
Отделители	25	10	15
Короткозамыкатели	25	10	15
Сборные шины 10 кВ	15	4	4
Сборные шины 35 кВ	20	4	4
Сборные шины 110 кВ	10	4	4

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила устройства электроустановок / М-во топлива и энергетики РФ. – 6-е изд. доп. и перераб. – М. : Главгосэнергоиздат России, 1998. – 608 с.
2. СНБ 2.04.05–98. Естественное и искусственное освещение. – Минск : Министерство архитектуры и строительства, 1998. – 59 с.
3. ГОСТ 30331.15–2001 (МЭК-5-52–93). Электроустановки зданий. Ч. 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Глава 52. Электропроводки – Минск : Изд-во стандартов, 1993. – 17 с.
4. ГОСТ 30331.15–2001 (МЭК-5-52–93). Электроустановки зданий. Ч.5. Выбор и монтаж электрооборудования. Глава 54. Заземляющие устройства и защитные проводники – Минск : Изд-во стандартов, 1993. – 17 с.
5. Кнорринг, Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г. М. Кнорринг. – Л. : Энергия, 1976. – 385 с.
6. Козловская, В. Б. Электрическое освещение : справочник / В. Б. Козловская, В. Н. Радкевич, В. Н. Сацукевич. – 2-е изд. – Минск : Техноперспектива, 2008. – 271 с. : ил.
7. ГОСТ 21.608–84. Внутреннее электрическое освещение. Рабочие чертежи. – Минск : Изд-во стандартов, 1984. – 16 с.
8. СНиП 1.02.01–85. Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений. – 18 с.
9. Кузнецов, В. С. Электроснабжение и электроосвещение городов : учеб. пособие / В. С. Кузнецов. – Минск : Высш. шк., 1989. – 136 с.
10. Кнорринг, Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Г. М. Кнорринг, И. М. Федин, В. Н. Сидоров. – СПб. : Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.
11. Справочная книга по светотехнике / под ред. Ю. Б. Айзенберга. – 2-е изд. доп. и перераб. – М. : Энергоатомиздат, 1995. – 528 с.
12. Оболенцев, Ю. Б. Электрическое освещение общепромышленных помещений / Ю. Б. Оболенцев, Э. Л. Гиндин. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 112 с.
13. Епанешников, М. М. Электрическое освещение / М. М. Епанешников. – М. : Энергия, 1973. – 352 с.
14. Кнорринг, Г. М. Светотехнические расчеты в установках искусственного освещения / Г. М. Кнорринг. – Л. : Энергия, 1973. – 200 с.
15. Правила устройства электроустановок / Министерство топлива и энергетики РФ. – 7-е изд. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 1999.

16. ГОСТ 30331.2–95 (МЭК 364-3–93). Электроустановки зданий. Часть 3. Основные характеристики. – Минск : Изд. Стандартов, 1995.

17. ГОСТ 30331.3–95. Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током. – Минск : Изд-во стандартов, 1992.

18. Пособие П2.2000 к СНиП 2.08.01–89 Электроустановки жилых и общественных зданий. – Минск: АП «Институт Белпроект», 2000.

19. ГОСТ Р50807–95. Устройства защитные, управляемые дифференциальным (остаточным) током. Общие требования и методы испытаний. – М. : Изд-во стандартов, 1995.

СОДЕРЖАНИЕ

1.	Введение	3
1.1.	Предмет и задачи курса	3
1.2.	Общие сведения о производстве и потреблении электроэнергии отраслями народного хозяйства республики	10
1.3.	Основные характеристики приемников и потребителей электроэнергии	17
2.	Графики электрических нагрузок и их характеристики	30
2.1.	Графики электрических нагрузок	30
2.2.	Основные показатели графиков электрических нагрузок ..	35
3.	Электрические нагрузки потребителей электроэнергии	40
4.	Методы определения расчетной электрической нагрузки	44
4.1.	Общие сведения о методах расчета электрических нагрузок	44
4.2.	Метод упорядоченных диаграмм	47
5.	Вспомогательные методы определения расчетных нагрузок	57
5.1.	Статистический метод	57
5.2.	Метод коэффициента спроса (K_c)	58
5.3.	Метод удельного расхода электроэнергии на единицу выпускаемой продукции или работы	58
5.4.	Метод удельной мощности на единицу площади	59
5.5.	Метод средней мощности и коэффициента формы	61
5.6.	Расчет нагрузок сельских сетей	62
6.	Определение потерь мощности и энергии в элементах системы электроснабжения	70
6.1.	Определение потерь мощности и электроэнергии в линиях	70
6.2.	Потери мощности и электроэнергии в элементах систем электроснабжения	71
6.3.	Определение потерь мощности и энергии по максимальной мощности нагрузки (метод времени максимальных потерь)	72
6.4.	Приближенный расчет потерь мощности в линиях электропередачи и трансформаторах	74
7.	Электрические осветительные установки	75

7.1.	Светотехническая часть	75
7.2.	Электрическая часть	96
8.	Выбор электрических аппаратов и проводников для питания электроприемников (Расчет электрических сетей)	103
9.	Распределение электроэнергии на напряжение выше 1кВ	106
9.1.	Построение картограммы и определение условного центра электрических нагрузок	115
9.2.	Расчет электрических сетей систем внешнего и внутриводского электроснабжения	119
10.	Компенсация реактивной мощности	125
10.1.	Потребители реактивной мощности	125
10.2.	Снижение потерь мощности и напряжения в системе электроснабжения при компенсации реактивной мощности ...	128
10.3.	Источники реактивной мощности: синхронные генераторы, двигатели и компенсаторы, статические источники реактивной мощности	131
11.	Технические, экономические и организационные основы электромагнитной совместимости	145
11.1.	Общее понятие о качестве электрической энергии	146
12.	Надежность систем электроснабжения	172
12.1.	Качественные определения основных показателей надежности	172
12.2.	Количественные показатели надежности	173
12.4.	Интенсивность отказов объектов	176
12.5.	Среднее время наработки на отказ	177
12.6.	Полная и расчетная диаграммы состояний объекта расчета надежности	179
12.7.	Количественные показатели восстановления	181
	Литература	188

Бахмутская Валентина Владимировна

**ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
И ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ**

**Курс лекций
по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-43 01 02
«Электроэнергетические системы и сети»
дневной формы обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 05.06.12.

Рег. № 4Е.

<http://www.gstu.by>