МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ИНСПЕКЦИЯ ПО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМУ НАДЗОРУ (ГОСЭНЕРГОНАДЗОР)

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ (ВНИИЭ)

УТВЕРЖДАЮ:
начальник Госэнергонадзора
С. ВЕСЕЛОВ
30 августа 1973 г.

УКАЗАНИЯ ПО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

«ЭНЕРГИЯ»

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ИНСПЕКЦИЯ ПО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМУ НАДЗОРУ (ГОСЭНЕРГОНАДЗОР)

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ (ВНИИЭ)

УКАЗАНИЯ ПО КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

«ЭНЕРГИЯ» МОСКВА 1974

6П2.1
У41
УДК 621.316.1.016.25(083.133)

Указания по компенсации реактивной мощности
У41 в распределительных сетях. М., «Энергия», 1974.
72 с. с ил. (М-во энергетики и электрификации СССР. Госэнергонадзор. ВНИИЭ).

Указания содержат директивную и методическую части.

В директивной части содержатся основные положения о задаче компенсации реактивной мощности в распределительных сетях, рекомендации по выбору средств компенсации при проектировании и использовании этих средств при эксплуатации, а также по контролю за выполнением требований Указаний в действующих сетях.

В методической части излагается методика технико-экономических расчетов при выборе средств компенсации в распределительных сетях.

Указания распространяются на всех потребителей электроэнергии и являются обязательными для электроснабжающих организаций и организаций, проектирующих электроустановки, независимо от их ведомственной принадлежности.

У $\frac{30311\text{-}330}{051\,(01)\text{-}74}$ БЗ-68-16-73 6П2.1

© Государственная инспекция по энергетическому надзору Министерства энергетики и электрификации СССР (Госэнергонадзор), 1974 г.

Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях

Редактор *Ф. Ф. Карпов.* Редактор издательства *И. Г. Натанович.*
Технический редактор *М. Н. Осипова.* Корректор *Г. Г. Желтова*

Сдано в набор 21/I 1974 г. Подписано к печати 26/IV 1974 г. Т-20898
Формат 84×108$^{1}/_{32}$ Бумага типографская № 2 Усл. печ. л. 3,78
Уч.-изд. л. 4,58 Тираж 50 000 экз. Заказ 39 Цена 23 коп.

Издательство «Энергия», Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Набрано в московской типографии № 13 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли 107005, Москва, Б-5, Денисовский пер., 30

Отпечатано в Чеховском полиграфическом комбинате Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. г. Чехов, Московской области. Заказ 1307.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящие «Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях» заменяют собой «Руководящие указания по повышению коэффициента мощности в установках потребителей электрической энергии», утвержденные Союзглавэнерго 7 февраля 1961 г.

Указания распространяются на всех потребителей электроэнергии и являются обязательными для электроснабжающих организаций и для организаций, проектирующих электроустановки, независимо от их ведомственной принадлежности.

Указания вводятся для проектных организаций с 1 июля 1974 г., а для действующих предприятий — после утверждения Комитетом цен при Совете Министров СССР шкалы скидок и надбавок к тарифу на электрическую энергию.

Предлагаемая методика выбора компенсирующих устройств ограничивается задачей компенсации реактивной мощности для режима прямой последовательности основной частоты. Вопросы использования конденсаторных установок для симметрирования режима напряжения и для фильтрации высших гармоник не рассматриваются. Также не рассматривается задача использования средств компенсации для регулирования напряжения. Для решения указанных задач следует обращаться к соответствующим документам.

При решении помещенных в настоящей работе примеров расчета по выбору компенсирующих устройств проверка режима напряжения сети, токовых нагрузок ее элементов и т. п. не выполнялась. При проектировании выбор средств компенсации должен производиться одновременно с выбором всех элементов питающей и распределительной сетей для нормального и послеаварийного режимов работы и при этом должны учитываться все технические ограничения. Вариант компенсации реактивной мощности, не удовлетворяющий хотя бы одному техническому ограничению, должен отбрасываться. При небольшом различии в величине расчетных затрат в пределах точности расчета и исходных данных следует принимать вариант с лучшими техническими показателями (удобство эксплуатации, расход оборудования и т. д.).

Использованные в примерах расчета стоимостные показатели при конкретном проектировании должны уточняться по действующим ценам

В табл. П-2 — П-5 приведены параметры, необходимые для определения потерь электроэнергии на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями серий СДН, СТД, СД и СДЗ. Таблицы составлены по результатам расчетов на ЦВМ по разработанной во ВНИИЭ методике.

Для двигателей других типов с достаточной для практических расчетов точностью можно пользоваться данными приложения, подбирая ближайший по техническим характеристикам двигатель.

I. ДИРЕКТИВНАЯ ЧАСТЬ

А. Основные положения

А-1. Указания охватывают задачи компенсации реактивной мощности в распределительных сетях для режима прямой последовательности основной частоты переменного тока.

Несимметричные и несинусоидальные режимы, а также режимы работы сети с резкопеременными нагрузками в настоящих Указаниях не рассматриваются.

При решении задач использования средств компенсации для целей регулирования напряжения следует обращаться к «Временным указаниям по регулированию напряжения в электрических сетях».

А-2. Указания по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях распространяются на всех потребителей электроэнергии и являются обязательными как для электроснабжающих организаций, так и для организаций, проектирующих электроустановки, независимо от их ведомственной принадлежности.

А-3. Выбор типа, мощности, места установки и режима работы компенсирующих устройств должен обеспечивать наибольшую экономичность при соблюдении всех технических ограничений [5] [1].

А-4. При проектировании компенсирующие устройства выбираются одновременно со всеми элементами питающих и распределительных сетей [5].

А-5. Выполнение технических требований должно обеспечивать [5]:

а) допустимый режим напряжения в питающей и распределительной сетях;

б) допустимые токовые нагрузки всех элементов сетей;

в) режим работы источников реактивной мощности в допустимых пределах;

г) необходимый резерв реактивной мощности в узлах сети;

д) статическую устойчивость работы сетей и электроприемников.

А-6. Критерием экономичности является минимум приведенных затрат [1, 5].

А-7. При определении величины приведенных затрат следует учитывать:

а) затраты на установку компенсирующих устройств и дополнительного оборудования — коммутационных аппаратов, устройств регулирования и т. п. [3 — В, Г, Д];

---

[1] Здесь и далее в квадратных скобках указываются разделы методической части Указаний.

б) снижение стоимости оборудования трансформаторных подстанций и стоимости сооружения питающей и распределительной сетей, обусловленное уменьшением токовых нагрузок [6 — Б, В];

в) снижение потерь электроэнергии в питающей и распределительной сетях [2, 4];

г) снижение установленной мощности электростанций, обусловленное уменьшением потерь активной мощности [2].

А-8. Источники реактивной мощности могут быть трех типов [3 — А]:

а) воздушные и кабельные линии электрических сетей [3 — Б];

б) генераторы электростанций и синхронные двигатели [3 — В];

в) дополнительно устанавливаемые компенсирующие устройства — синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов поперечного включения, вентильные установки со специальным регулированием и др. [3 — Г, Д].

А-9. Предусмотренные в утвержденном проекте компенсирующие устройства устанавливаются в обязательном порядке. Их отсутствие или недостаточное количество является основанием для запрещения подключения к сети электроустановки.

А-10. Выбор средств компенсации должен производиться для режима наибольшего потребления реактивной мощности в сети проектируемой электроустановки [5].

Энергосистема должна выдать организации, проектирующей присоединяемую к сети системы электроустановку, значения величин реактивной мощности, передаваемых из сети системы для режимов наибольшей и наименьшей активных нагрузок системы, а также для послеаварийных режимов [7, 8, 9 — В].

А-11. Для наиболее экономичного использования компенсирующих устройств в эксплуатации некоторая их часть должна оборудоваться устройствами регулирования генерируемой мощности в соответствии с задачами регулирования напряжения сети и изменениями ее реактивных нагрузок. В первую очередь должны снабжаться устройствами автоматического регулирования возбуждения синхронные двигатели. При отсутствии синхронных двигателей или недостаточной их мощности устройствами регулирования должны снабжаться конденсаторные батареи.

Суммарная мощность нерегулируемых батарей, как правило, не должна превышать величину наименьшей реактивной нагрузки сети [9 — В].

А-12. Ответственность абонентов за использование источников реактивной мощности, а также обязанности электроснабжающей организации по осуществлению контроля за действиями абонента, указываются в договорах на отпуск электроэнергии и периодически проверяются органами Госэнергонадзора.

Б. Проектирование

Б-1. При проектировании электроустановки выбираются варианты с наименьшим потреблением реактивной мощности. Для этого:

а) не должен допускаться выбор электродвигателей и трансформаторов с необоснованно заниженной загрузкой;

б) для нерегулируемых электроприводов с постоянным режимом работы должны выбираться синхронные двигатели, если это возможно по техническим и экономическим условиям [5, 6];

в) должны предусматриваться меры по ограничению холостого хода асинхронных двигателей, если это возможно по условиям технологического процесса;

г) должны предусматриваться другие технические средства, обеспечивающие повышение технико-экономических показателей системы электроснабжения путем воздействия на потребление и генерацию реактивной мощности.

Б-2. Проектирование рекомендуется вести с учетом динамики роста нагрузок и поэтапного развития системы электроснабжения. Для каждого этапа определяются мощность и места установки компенсирующих устройств, решается вопрос о необходимости их регулирования, выбирается параметр регулирования и т. д. [9 — А].

При небольшом различии в величине приведенных затрат по вариантам в пределах точности расчета и исходных данных принимается вариант с лучшими техническими показателями (перспективность схемы, удобство эксплуатации, расход материалов и оборудования и т. д.).

Б-3. При выборе средств компенсации, устанавливаемых в распределительных сетях, исходными являются следующие данные, получаемые от энергосистемы:

а) экономически обоснованная наибольшая величина реактивной мощности, которая может быть передана из энергосистемы в режиме ее наибольших активных нагрузок в сеть проектируемой электроустановки; эта величина определяется при проектировании сетей системы с приближенным учетом потерь электроэнергии в распределительной сети проектируемой электроустановки [7];

б) определенная по техническим условиям наименьшая величина реактивной мощности, которая может быть передана из сети энергосистемы в режиме ее наименьших активных нагрузок (ночной минимум графика активных нагрузок системы) [9 — В];

в) определенные по техническим условиям наибольшие величины реактивных мощностей, которые могут быть переданы из сети энергосистемы в послеаварийных режимах.

Величины реактивной мощности по п. Б-3 используются при технико-экономическом обосновании выбора устройств компенсации и при выборе режима работы этих устройств. Энергосистемой должны быть заданы для режима наибольшей реактивной нагрузки проектируемой электроустановки значения первой и второй производных от суммарных потерь активной мощности в сетях системы по величине реактивной нагрузки в пункте присоединения к сети электроустановки или соответствующие значения расчетных затрат. При наличии этих данных энергосистема заменяется экономически эквивалентным источником реактивной мощности [4].

Б-4. При выборе компенсирующих устройств необходимо:

а) учитывать реактивную мощность, генерируемую воздушными линиями, токопроводами и кабельными линиями с номинальными напряжениями выше 20 кВ, а для кабельных сетей значительной протяженности — также и 6—20 кВ [3 — Б];

б) определять целесообразную степень использования реактивной мощности генераторов местных электростанций и синхронных двигателей для сетей как 6—20 кВ, так и до 1 000 В [5, 6 — Б, Д, Е];

в) проверять возможность уменьшения пропускной способности элементов питающей и распределительной сетей при увеличении

степени компенсации (уменьшение числа и мощности трансформаторов, снижение сечений проводов и кабелей и т. п.) [6 — Б, В];

г) выбирать способы управления компенсирующими устройствами — ручное, дистанционное или автоматическое; параметр регулирования — напряжение, реактивная мощность, время и т. д. [9 — В];

д) по возможности учесть дополнительный экономический эффект при использовании средств компенсации для повышения качества электроэнергии.

Б-5. При технико-экономических расчетах стоимость потерь электроэнергии и активной мощности определяется по методике, изложенной в разд. 2 методической части.

Б-6. При выборе средств компенсации необходимо учитывать, что наибольший экономический эффект достигается при их размещении в непосредственной близости от потребляющих реактивную мощность электроприемников.

Передача реактивной мощности из сети 6—35 кВ в сеть до 1 000 В, как правило, оказывается экономически невыгодной, если это приводит к увеличению числа цеховых трансформаторов [6 — Б].

Для электроустановок небольшой мощности, присоединяемых к действующим сетям 6—10 кВ, экономически оправданной, как правило, оказывается полная компенсация реактивной мощности на стороне до 1 000 В [6 — Г].

Б-7. Распределять конденсаторные установки на разных ступенях электроснабжения следует на основании технико-экономического расчета.

Нерегулируемые конденсаторные установки в сетях до 1 000 В должны размещаться в цехах у групповых распределительных пунктов, если окружающая среда допускает такую установку [8 — Б, В].

Место установки регулируемых конденсаторных батарей в сетях до 1 000 В должно определяться с учетом требований регулирования напряжения сети или регулирования реактивной мощности [8 — Г].

Установка конденсаторных батарей на стороне 6—10 кВ цеховых подстанций не рекомендуется.

Индивидуальная компенсация может быть целесообразной лишь у крупных электроприемников с относительно низким коэффициентом мощности и с большим числом часов работы в году.

Б-8. При составлении баланса реактивной мощности по узлам сети в нормальных режимах ее работы следует учитывать возможное увеличение потребления реактивной мощности при регулировании напряжения [9 — Б].

Необходимо предусматривать обоснованный резерв реактивной мощности в узлах сети для обеспечения технических требований к работе сетей и электроприемников в послеаварийных режимах.

В. Эксплуатация

В-1. При эксплуатации электроустановок должны осуществляться следующие мероприятия, снижающие потребление реактивной мощности:

а) упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима оборудования и к снижению расчетного максимума реактивной нагрузки;

б) ограничение холостой работы асинхронных двигателей, сварочных трансформаторов и других электроприемников путем внедрения ограничителей холостого хода;

в) замена или отключение на период малых нагрузок трансформаторов, загружаемых менее чем на 30% их номинальной мощности, если это допускается по условиям режима работы сети и электроприемников;

г) замена загружаемых менее чем на 60% асинхронных двигателей на двигатели меньшей мощности при условии технико-экономического обоснования и при наличии практической возможности такой замены;

д) замена асинхронных двигателей синхронными, допустимая по условиям работы электропривода, если асинхронные двигатели подлежат демонтажу вследствие износа, изменения технологического процесса или возможности использования в других установках, не нуждающихся в искусственной компенсации реактивных нагрузок, а также в других случаях, если замена может быть обоснована технико-экономическим расчетом.

В-2. Должен быть обеспечен систематический контроль за работой имеющихся на электроустановке компенсирующих устройств.

Не реже 2 раз в год должно проверяться соответствие действующей компенсирующей установки проектным данным, а именно:

а) тип и мощности используемых источников реактивной мощности;

б) их техническое состояние;

в) их рабочий режим;

г) наличие и действие устройств автоматического управления и регулирования, правильность выбранных уставок этих устройств;

д) величина суммарной потребляемой реактивной мощности в зависимости от рабочего режима электроснабжающей организации.

Указанные данные должны быть зафиксированы в акте, который должен предъявляться представителю органов Госэнергонадзора.

В-3. Электроснабжающая организация ежеквартально контролирует величину реактивной мощности, передаваемой предприятию из сетей системы в режимах ее наибольших и наименьших активных нагрузок.

В-4. Для целей регулирования напряжения или реактивной мощности на промышленных предприятиях в первую очередь должны использоваться синхронные двигатели. При отсутствии синхронных двигателей или их недостаточной мощности устройствами регулирования должны снабжаться конденсаторные батареи [9 — В]

В-5. При изменении нагрузок по сравнению с принятыми при проектировании в режим работы источников реактивной мощности следует вносить соответствующие коррективы.

Г. Контроль

Г-1. Контроль за величиной реактивной мощности потребителей осуществляется энергосбытами энергосистем и Госэнергонадзором.

Г-2. Контролируемыми являются следующие величины:

а) наибольшая потребляемая реактивная мощность за получасовой период в режиме наибольшей активной нагрузки энергосистемы;

б) «реактивная энергия», выданная в сеть энергосистемы за период ночного провала графика активных нагрузок энергосистемы.

Г-3. Периоды наибольших и наименьших нагрузок устанавливаются энергоснабжающей организацией и фиксируются в договоре на отпуск электроэнергии.

Г-4. Для контроля наибольшей реактивной мощности, передаваемой из сетей системы потребителю, используются реактивные счетчики с указателями 30-минутного максимума и с реле времени. Для контроля «реактивной энергии», выдаваемой потребителем в сеть энергосистемы, используются счетные механизмы реактивных счетчиков со стопором.

В случае отсутствия специальных счетчиков и реле времени для их включения учет наибольшей потребляемой реактивной мощности и величины выдаваемой в сеть системы «реактивной энергии» производится по записям показаний обычных счетчиков. Записи подлежат 30-минутные показания счетчиков в часы наибольшей нагрузки системы и показания счетчиков на начало и конец суточного ночного провала активной нагрузки энергосистемы.

II. МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

РАЗДЕЛ 1

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДИКИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ [А-6, А-7] [1]

Технико-экономические расчеты при выборе типа, места установки и режима работы компенсирующих устройств (КУ) должны выполняться в соответствии с «Типовой методикой определения экономической эффективности капитальных вложений», утвержденной Постановлением Госплана СССР, Госстроя СССР и Президиума АН СССР от 8 сентября 1969 г. № 40/100/33 [Л. 1].

Величина расчетных затрат в рублях при единовременных капитальных вложениях и постоянных текущих расходах

$$З = E_н K + И, \qquad (1\text{-}1)$$

где K — капитальные вложения в сооружение объекта, руб.;

$И$ — текущие затраты, руб.;

$E_н = 0{,}12$ — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений [Л. 1].

Текущие затраты включают отчисления на амортизацию, расходы на обслуживание и оплату потерь электроэнергии.

Отчисления на амортизацию (на капитальный ремонт и реновацию) принимаются в соответствии с «Нормами амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР», утвержденными постановлением Совета Министров СССР от 1 сентября 1961 г.

Расходы на обслуживание и текущий ремонт (эксплуатационные расходы) приняты по данным [Л. 2 и 3].

---

[1] Здесь и далее в квадратных скобках указываются разделы директивной части Указаний.

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений определяются суммой нормативного коэффициента эффективности $E_н$, отчислений на амортизацию $E_а$ и расходов на обслуживание $E_о$

$$E = E_н + E_а + E_о. \tag{1-2}$$

Отсюда затраты в рублях

$$З = EK + C, \tag{1-3}$$

где C — стоимость потерь электроэнергии и активной мощности в электрической сети и в источниках реактивной мощности, руб.

Суммарные ежегодные отчисления от капитальных вложений приведены в приложении (табл. П-1).

Величина расчетных затрат (в рублях) в тех случаях, когда элементы сооружения имеют различные отчисления от капитальных вложений,

$$З = \sum_{l=1}^{l} E_l K_l + C, \tag{1-4}$$

где l — число элементов, имеющих различную величину отчислений от капитальных вложений.

Для объекта, сооружение которого осуществляется по этапам развития, величина затрат более поздних лет должна быть приведена к начальному году строительства.

Приведенные затраты (в рублях) за весь период развития T лет

$$З = \sum_{t=1}^{T} З_t B_1^t, \tag{1-5}$$

где $З_t$ — затраты в t-м году, руб.;

$B_1 = \dfrac{1}{1+0{,}08} = 0{,}926$ — коэффициент приведения для одного года.

Затраты в t-м году, приведенные к началу строительства,

$$З_t = (З_{Et} + \Delta C_t) \cdot 0{,}926^t, \tag{1-6}$$

где $З_{Et}$ — отчисления от капитальных вложений в t-м году, руб.;
ΔC_t — изменение стоимости электроэнергии, потребленной в t-м году, по сравнению с $(t-1)$-м годом, руб.

Согласно [Л. 1] норматив для приведения разновременных затрат принят 0,08.

РАЗДЕЛ 2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ [А-7, в, г, Б-5]

Суммарная стоимость потерь (в рублях) активной мощности и электроэнергии определяется по одной из следующих формул:

$$C = б\,(\alpha K_м + \beta\tau)\,\Delta P_м; \tag{2-1}$$

$$C = б\left(\frac{\alpha K_м}{\tau} + \beta\right)\Delta A, \tag{2-2}$$

где α — удельные затраты, обусловленные расширением электростанций системы для покрытия потерь активной мощности, руб/кВт;

β — удельные затраты на выработку электроэнергии и на расширение топливной базы (себестоимость электроэнергии на шинах электростанций), руб/(кВт·ч);

$K_м$ — отношение потерь активной мощности в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к наибольшим потерям активной мощности;

τ — число часов максимальных потерь;

δ — коэффициент, учитывающий затраты на расширение электрических сетей, обусловленные передачей мощности для покрытия потерь активной мощности;

$\Delta P_м$ — наибольшие потери активной мощности, кВт;

ΔA — потери электроэнергии, кВт·ч.

При выборе средств компенсации удобнее пользоваться формулой (2-1).

Удельная стоимость (руб/кВт) потерь активной мощности

$$C_0 = \delta(\alpha K_м + \beta\tau), \tag{2-3}$$

и тогда (в рублях)

$$C = C_0 \Delta P_м. \tag{2-4}$$

Таблица 2-1

Значения удельных стоимостей потерь активной мощности α и потерь электроэнергии β для различных районов ОЭС

Район	α, руб/кВт	β, коп/(кВт·ч)
Районы ЕЭС—ОЭС Центра, Поволжья, Юга, Закавказья, Северного Кавказа, Северо-Запада, Урала	24,5	0,88
Восточные районы — ОЭС Средней Азии, Дальнего Востока, Северного Казахстана, Забайкалья	13,0	0,71
Районы ОЭС Сибири	7,5	0,61

Значения α и β, полученные на основании работы института «Энергосетьпроект» [Л. 2], приведены в табл. 2-1.

Величина

$$K_м = \frac{\Delta P_э}{\Delta P_м}, \tag{2-5}$$

где $\Delta P_э$ — потери активной мощности в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы, кВт.

Число часов потерь активной мощности

$$\tau = \frac{\sum_{m=1}^{M} N_m F_m}{Q_м^2}, \tag{2-6}$$

где M — общее число характерных суточных графиков реактивной нагрузки;

N_m — число дней работы в году по графику типа m;

$Q_м$ — наибольшая реактивная нагрузка, Мвар;

F_m — площадь графика, ординаты которого определяются возведением в квадрат ординат суточного графика реактивной нагрузки типа m.

Площадь графика (Мвар^2 · ч)

$$F_m = \sum_{l=1}^{L} Q_l^2 t_l, \qquad (2\text{-}7)$$

где Q_l — высота ступени l графика, Мвар;

t_l — ширина ступени l графика, ч;

L — общее число ступеней суточного графика.

Потери активной мощности в конденсаторах, а также одна из составляющих потерь в обмотках синхронной машины при генерации реактивной мощности пропорциональны величине генерируемой мощности, т. е. время потерь τ равно числу часов использования максимума $T_м$.

Для синхронного компенсатора число часов потерь холостого хода равно числу часов его работы.

Величина поправочного коэффициента δ

$$\delta = 1 + 0{,}02\,\Delta Э, \qquad (2\text{-}8)$$

где $\Delta Э$ — сумма потерь электроэнергии в процентах электроэнергии, передаваемой по сетям от электростанций системы к проектируемому объекту.

Средние значения $\Delta Э$, по данным Энергосетьпроекта, приведены в табл. 2-2

Таблица 2-2

Характеристика сети	Величина потерь электроэнергии, %	Характеристика сети	Величина потерь электроэнергии, %
Сети общего пользования:		Сельские сети:	
220—330 кВ	2,5	35 кВ	4,0
110—150 кВ	1,5	6—10 кВ	5,7
35 кВ	1,0	Городские сети	
		6—10 кВ	3,5

Пример 2-1. По ВЛ 35 кВ питается промпредприятие; суточные графики реактивной нагрузки в рабочий и праздничный дни показаны на рис. 2-1. Число рабочих дней 259, праздничных 106.

Активное сопротивление линии 35 кВ и трансформатора, приведенное к напряжению 35 кВ, $R = 16$ Ом. Наибольшая активная на-

грузка энергосистемы в 21 ч. Наибольшая реактивная нагрузка предприятия $Q_м = 7$ Мвар, а реактивная нагрузка, соответствующая наибольшей активной нагрузке энергосистемы, 4,75 Мвар.

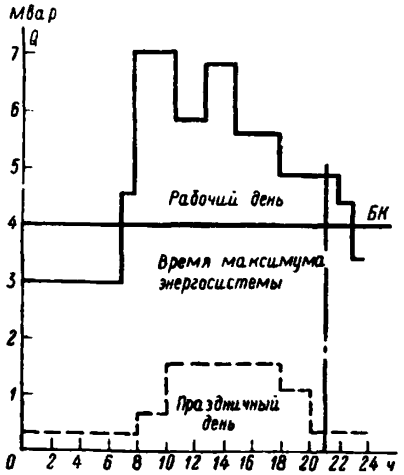

Рис. 2-1.

Определить стоимость дополнительных потерь активной мощности в линии 35 кВ и трансформаторе при передаче реактивной мощности по сетям 330, 110 и 35 кВ для энергосистемы Урала.

Решение. Поправочный коэффициент δ по (2-8) и табл. 2-2

$$\delta = 1 + 0{,}02(2{,}5 + 1{,}5 + 1{,}0) = 1{,}1.$$

Наибольшие потери активной мощности в линии и трансформаторе

$$\Delta P_м = \left(\frac{7}{35}\right)^2 \cdot 16 \cdot 10^3 = 640 \text{ кВт}.$$

Площадь графика по рис. (2-1) и формуле (2-7):

для рабочего дня

$$F_1 = 3^2 \cdot 7 + 4{,}5^2 \cdot 1 + 7^2 \cdot 3 + 5{,}75^2 \cdot 2 + 6{,}75^2 \cdot 2 + 5{,}5^2 \cdot 3 + 4{,}75^2 \cdot 4 + 4{,}25^2 \cdot 1 + 3{,}25^2 \cdot 1 \approx 600 \text{ Мвар}^2 \cdot \text{ч};$$

для праздничного дня

$$F_2 = 0{,}25^2 \cdot 8 + 0{,}75^2 \cdot 2 + 1{,}5^2 \cdot 8 + 1^2 \cdot 2 + 0{,}25^2 \cdot 4 = 21{,}9 \text{ Мвар}^2 \cdot \text{ч}.$$

Число часов максимальных потерь по (2-6)

$$\tau = \frac{600 \cdot 259 + 21{,}9 \cdot 106}{7^2} = 3\,220.$$

Стоимость потерь активной мощности по табл. 2-1 и формуле (2-1), где $K_м = (4{,}75/7)^2 = 0{,}461$,

$$C = 1{,}1 \ (24{,}5 \cdot 0{,}461 + 0{,}88 \cdot 10^{-2} \cdot 3\,220) \cdot 640 = 27\,900 \text{ руб}.$$

Пример 2-2 [А-7, в]. Для данных примера 2-1 определить стоимость потерь активной мощности и электроэнергии при условии, что

к шинам подстанции 10 кВ присоединена конденсаторная батарея (БК) мощностью 4 Мвар. В рабочие дни БК включена круглосуточно и отключается в праздничные дни. Удельные потери активной мощности в конденсаторах 3,5 кВт/Мвар.

Определить стоимость потерь.

Решение. Площадь графика по рис. 2-1 и формуле (2-7) для рабочего дня:

$$F_1 = [(3-4)^2 \cdot 7 + (4{,}5-4)^2 \cdot 1 + (7-4)^2 \cdot 3 + (5{,}75-4)^2 \cdot 2 + (6{,}75-4)^2 \cdot 2 + (5{,}5-4)^2 \cdot 3 + (4{,}75-4)^2 \cdot 4 + (4{,}25-4)^2 \cdot 1 + (3{,}25-4)^2 \cdot 1] = 64{,}9 \text{ Мвар}^2 \cdot \text{ч}.$$

Число часов потерь по (2-6)

$$\tau = \frac{64{,}9 \cdot 259 + 21{,}9 \cdot 106}{(7-4)^2} = 2\,120.$$

Передаваемая реактивная мощность при наибольшей активной нагрузке энергосистемы (рис. 2-1)

$Q'_э = 4{,}75-4 = 0{,}75$ Мвар.

Потери активной мощности в линии и обмотках трансформатора для режима наибольшей активной нагрузки энергосистемы

$$\Delta P = \left(\frac{0{,}75}{35}\right)^2 \cdot 16 \cdot 10^3 = 7{,}35 \text{ кВт}.$$

Потери в конденсаторах $\Delta P_к = 3{,}5 \cdot 4 = 14$ кВт.

Суммарные потери в режиме наибольшей активной нагрузки энергосистемы

$$\Delta P_э = 7{,}35 + 14 = 21{,}35 \text{ кВт}.$$

Наибольшие потери активной мощности

$$\Delta P_м = \left(\frac{7-4}{35}\right)^2 \cdot 16 \cdot 10^3 + 14 = 132 \text{ кВт}.$$

Стоимость потерь активной мощности

$$C = 1{,}1\,(24{,}5 \cdot 0{,}16 + 0{,}88 \cdot 10^{-2} \cdot 2\,120) \cdot 132 = 3\,278 \text{ руб.},$$

где

$$K_м = \frac{21{,}35}{132} = 0{,}16.$$

Годовая экономия стоимости потерь при установке БК

$27\,900 - 3\,278 = 24\,622$ руб.

РАЗДЕЛ 3

РАСЧЕТНЫЕ ЗАТРАТЫ НА ГЕНЕРАЦИЮ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ [А-7, а]

А. Основные положения [А-8]

Источники реактивной мощности могут быть трех типов [А-8]:
воздушные и кабельные линии электрических сетей;
генераторы электростанций и синхронные двигатели;
дополнительно устанавливаемые компенсирующие устрой-

ства — синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов поперечного включения, вентильные установки со специальным регулированием и др.

В общем случае затраты (в рублях) на генерацию реактивной мощности могут быть определены по формуле

$$З = З_0 + З_1 Q + З_2 Q^2. \qquad (3\text{-}1)$$

где Q — генерируемая источником реактивная мощность для проектируемой установки, Мвар;

$З_0$ — постоянная составляющая затрат, не зависящая от генерируемой мощности, руб.;

$З_1$ — удельные затраты на 1 Мвар генерируемой мощности, руб/Мвар;

$З_2$ — удельные затраты на 1 Мвар^2 генерируемой мощности, руб/Мвар^2.

Б. *Воздушные и кабельные линии* [А-8, а, Б-4, а]

Генерируемая воздушными и кабельными линиями реактивная мощность пропорциональна квадрату напряжения сети и длине линии.

Для практических расчетов можно пользоваться средними значениями генерируемой мощности, приводимыми в справочниках [Л. 2].

Затраты на генерацию реактивной мощности линиями $З = 0$.

Пример 3-1. Определить реактивную мощность, генерируемую кабельной линией 35 кВ, длиной 5 км, с сечением жил кабеля 120 мм^2 при относительном напряжении сети 1,05.

Решение. Генерируемая 1 км кабеля реактивная мощность при номинальном напряжении сети [Л. 2, табл. 7-13] составляет 99 квар/км.

Общая мощность, генерируемая сетью 35 кВ:

$$Q = 5 \cdot 1{,}05^2 \cdot 99 = 545 \text{ квар}.$$

При выборе средств компенсации эта мощность должна быть учтена.

В Синхронные двигатели и генераторы электростанций

[А-7, а, А-8, б, Б-4, б]

Генерируемая синхронным двигателем (СД) реактивная мощность зависит от коэффициента загрузки по активной мощности β, коэффициента загрузки по реактивной мощности α и относительной величины напряжения на зажимах U.

Максимальная величина реактивной мощности (Мвар), которую может генерировать СД,

$$Q_м = \frac{\alpha_м P_н \operatorname{tg}\varphi_н}{\eta_н}, \qquad (3\text{-}2)$$

где $P_н$ — номинальная активная мощность, МВт;

$\operatorname{tg}\varphi_н$, $\eta_н$ — соответствуют номинальным данным двигателя;

$\alpha_м$ — наибольшая допустимая перегрузка СД по реактивной мощности, зависящая от типа двигателя, относительно-

го напряжения и коэффициента загрузки по активной мощности (определяется по табл. 3-1).

При подсчете нагрузок предприятия располагаемая реактивная мощность синхронных двигателей должна определяться по выражению (3-2) или по табл. П-2 — П-5.

Средние значения $\alpha_м$ для двигателей СДН, СТД, СД и СДЗ приведены в табл. 3-1, составленной на основании работы, выполненной во ВНИИЭ.

Таблица 3-1

Средние значения $\alpha_м$ для синхронных двигателей серий СДН, СТД, СД и СДЗ

Серия, номинальное напряжение и частота вращения двигателя	Напряжение на зажимах U	Коэффициент загрузки β		
		0,9	0,8	0,7
СДН, 6 и 10 кВ (для всех частот вращения)	0,95	1,31	1,39	1,45
	1,0	1,21	1,27	1,33
	1,05	1,06	1,12	1,17
СДН, 6 кВ:				
600—1000 об/мин	1,1	0,89	0,94	0,96
375—500 об/мин	1,1	0,88	0,92	0,94
187—300 об/мин	1,1	0,86	0,88	0,9
100—167 об/мин	1,1	0,81	0,85	0,87
СДН, 10 кВ:				
1000 об/мин	1,1	0,9	0,98	1,0
250—750 об/мин	1,1	0,86	0,9	0,92
СТД, 6 и 10 кВ, 3000 об/мин	0,95	1,3	1,42	1,52
	1,0	1,23	1,34	1,43
	1,05	1,12	1,23	1,31
	1,1	0,9	1,08	1,16
СД и СДЗ, 380 В, для всех частот вращения	0,95	1,16	1,26	1,36
	1,0	1,15	1,24	1,32
	1,05	1,1	1,18	1,25
	1,1	0,9	1,06	1,15

Синхронные двигатели нормальных серий изготовляются с опережающим $\cos\varphi = 0{,}9$ независимо от реактивной мощности, которую предприятие может использовать. Поэтому в расчетных затратах должна учитываться только стоимость активных потерь электроэнергии на генерацию реактивной мощности и стоимость регулятора возбуждения, если он устанавливается.

Потери активной мощности (кВт) в СД на генерацию реактивной мощности Q

$$\Delta P = \frac{D_1}{Q_н} Q + \frac{D_2}{Q_н^2} Q^2, \tag{3-3}$$

где D_1, D_2 — постоянные величины, зависящие от технических параметров двигателя, кВт.

Величины D_1 и D_2 для двигателей СДН, СТД, СД и СДЗ приведены в табл. П-2 — П-5.

Для группы параллельно работающих однотипных синхронных двигателей

$$\Delta P = \left(\frac{D_1}{Q_н} + \frac{2D_2 Q_{пр}}{Q_н^2 N}\right) Q + \frac{D_2}{Q_н^2 N} Q^2, \tag{3-4}$$

где Q, $Q_{пр}$ — реактивная мощность, генерируемая группой однотипных двигателей соответственно для проектируемого объекта и для прочих потребителей, Мвар;

N — число однотипных двигателей.

Затраты $З_0$ (руб.), $З_1$ (руб/Мвар) и $З_2$ (руб/Мвар^2) в (3-1) для СД составляют:

$$\left.\begin{aligned} З_0 &= E_р N K_р; \\ З_1 &= C_0 \left(\frac{D_1}{Q_н} + \frac{2D_2 Q_{пр}}{Q_н^2 N}\right); \\ З_2 &= C_0 \frac{D_2}{Q_н^2 N}, \end{aligned}\right\} \tag{3-5}$$

где $K_р$ — стоимость регулятора возбуждения СД, руб.;

$E_р$ — величина отчислений от $K_р$;

C_0 — стоимость потерь, определяемая по формуле (2-3), руб/кВт.

Величины D_1, D_2 и $Q_н$ в формулах (3-3), (3-4) и (3-5) относятся к одному двигателю.

Для практических расчетов можно принимать $З_0 = 0$.

Для генераторов электростанций $З_0 = 0$; $З_1$ и $З_2$ определяются также по (3-5). Величины D_1 и D_2 для генераторов приведены в табл. П-6 [Л. 4].

Пример 3-2. Определить расчетные затраты на генерацию реактивной мощности 1,5 Мвар тремя синхронными двигателями 6 кВ, 1 000 кВт, $\beta = 0{,}8$ при напряжении сети 5,7 кВ ($U = 0{,}95$) для четырех случаев, когда частота вращения двигателей 1 000, 500, 250 и 100 об/мин, при следующих данных: $K_р = 200$ руб.; $E_р = 0{,}27$; $C_0 = 60$ руб/кВт.

Решение. По табл. (3-1) $\alpha_м = 1{,}39$, так что располагаемая реактивная мощность трех двигателей $Q_м = 3 \cdot 1{,}39 \cdot 0{,}511 = 2{,}14 > 1{,}5$ Мвар.

По выражениям (3-5) и (3-1) для каждой группы СД определяем $З_0$, $З_1$, $З_2$, $З$. Результаты расчета сведены в табл. 3-2.

Таблица 3-2

Наименование	Группа			
	I	II	III	IV
$Q_н$, Мвар	0,511	0,511	0,52	0,532
D_1, кВт	5,09	6,61	10,0	15,3
D_2, кВт	3,99	5,88	7,19	10,6
$З_0$, руб.	162	162	162	162
$З_1$, руб/Мвар	596	770	1150	1730
$З_2$, руб/Мвар^2	306	450	532	750
$З$, руб.	1742	2330	3082	4445
$З$, о. е.	1,0	1,34	1,77	2,56

Пример 3-3. Проектируемое промышленное предприятие получает реактивную мощность $Q = 20$ Мвар от двух турбогенераторов типа ТВ-2-100-2 мощностью по 100 МВт, которые до присоединения к сети предприятия передавали в сеть реактивную мощность $Q_{пр} = 80$ Мвар.

Определить величину расчетных затрат на генерацию реактивной мощности для проектируемого предприятия при следующих данных (табл. П-6 [Л. 4]):

$D_1 = 76$ кВт; $D_2 = 116$ кВт; $Q_н = 62$ Мвар; $C_0 = 60$ руб/кВт.

Величины затрат в формуле (3-5):

$$З_1 = 60\left(\frac{76}{62} + \frac{2 \cdot 116 \cdot 80}{62^2 \cdot 2}\right) = 219 \text{ руб/Мвар};$$

$$З_2 = 60 \cdot \frac{116}{62^2 \cdot 2} = 0{,}905 \text{ руб/Мвар}^2.$$

Отсюда

$$З = 219 \cdot 20 + 0{,}905 \cdot 20^2 = 4\,730 \text{ руб}.$$

Г. Конденсаторы поперечного включения (БК) [А-7, а, А-8, в]

Генерируемая БК реактивная мощность (Мвар) пропорциональна квадрату напряжения на ее зажимах

$$Q = \left(\frac{\mathring{U}}{\mathring{U}_{БК}}\right)^2 Q_н, \qquad (3\text{-}6)$$

где $\mathring{U}_{БК}$ — отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети;

$\mathring{U}$ — относительная величина напряжения сети в пункте присоединения БК.

Для БК напряжением до 1 000 $В$ $\mathring{U}_{БК} = 1$; для БК напряжением 6—10 кВ $\mathring{U}_{БК} = 1{,}05$.

Удельные потери в конденсаторах $P_{БК}$ равны соответственно 4,5 и 2,5 кВт/Мвар.

Для БК величины $З_0$ (руб.), $З_1$ (руб/Мвар) и $З_2$ (руб/Мвар^2) равны:

$$\left.\begin{aligned} З_0 &= EK_0 + E_р K_р; \\ З_1 &= EK_у \left(\frac{\mathring{U}_{БК}}{\mathring{U}}\right)^2 + C_0 p_{БК}; \\ З_2 &= 0, \end{aligned}\right\} \qquad (3\text{-}7)$$

где K_0 — стоимость вводного устройства, руб.;
$K_у$ — удельная стоимость БК, руб/Мвар;
$K_р$ — стоимость регулирующего устройства, руб

Пример 3-4. Определить удельные расчетные затраты для нерегулируемой БК 6—10 кВ номинальной мощностью $Q_н = 300$ и 3 000 квар при следующих данных:

$$\mathring{U}_{БК} = 1{,}05; \quad K_0 = 3 \text{ тыс. руб.}; \quad K_у = 6 \text{ тыс. руб/Мвар};$$

$$C_0 = 0{,}06 \text{ тыс. руб/кВт}; \quad p_{БК} = 2{,}5 \text{ кВт/Мвар};$$

$$E = 0{,}223; \quad \mathring{U} = 0{,}95.$$

Решение: Расчетные затраты по (3-7):

$З_0 = 0{,}223 \cdot 3 \approx 0{,}67$ тыс. руб.;

$$З_1 = 0{,}223 \cdot 6 \left(\frac{1{,}05}{0{,}95}\right)^2 + 0{,}06 \cdot 2{,}5 = 1{,}78 \text{ тыс. руб/Мвар}.$$

Удельные расчетные затраты с учетом (3-6)

$$\mathring{З} = \frac{0{,}67 + 1{,}78Q}{Q_н} = \frac{0{,}67 + 1{,}78\left(\frac{0{,}95}{1{,}05}\right)^2 Q_н}{Q_н} =$$

$$= \frac{0{,}67}{Q_н} + 1{,}45 \text{ тыс. руб/Мвар}.$$

Для БК мощностью 300 квар

$$\mathring{З} = \frac{0{,}67}{0{,}3} + 1{,}45 = 3{,}68 \text{ тыс. руб/Мвар},$$

мощностью 3 000 квар

$$\mathring{З} = \frac{0{,}67}{3} + 1{,}45 = 1{,}67 \text{ тыс. руб/Мвар}.$$

Д. Синхронный компенсатор [А-7, а, А-8, в]

Для синхронного компенсатора

$$\left.\begin{aligned} З_0 &= 0; \\ З_1 &= \frac{EK_{с.к}}{Q_н} + C_{0о}\frac{\Delta P_0}{Q_н} + 2C_{0м}\frac{\Delta P_м Q_{пр}}{Q_н^2}; \\ З_2 &= C_{0м}\frac{\Delta P_м}{Q_н^2}, \end{aligned}\right\} \qquad (3\text{-}8)$$

где $K_{ск}$ — полная стоимость установки синхронного компенсатора, руб.;

ΔP_0 — номинальные потери холостого хода синхронного компенсатора, кВт;

$\Delta P_м$ — номинальные потери короткого замыкания синхронного компенсатора, кВт;

$C_{0о}$ — стоимость потерь холостого хода компенсатора, руб/кВт;

$C_{0м}$ — стоимость потерь короткого замыкания компенсатора, руб/ кВт.

Величина $C_{0о}$ определяется для числа часов потерь, равного числу часов работы синхронного компенсатора.

Пример 3-5. На подстанции ОЭС Центра установлен синхронный компенсатор с водородным охлаждением, для которого $Q_н = 100$ Мвар, $U_н = 11$ кВ, $\Delta P_0 = 450$ кВт; $\Delta P_м = 900$ кВт; $K_{ск} = 740$ тыс. руб.; $Q_{пр} = 50$ Мвар; $K_м = 1$; $\delta = 1{,}08$.

Определить величину расчетных затрат, обусловленных дополнительной генерацией компенсатором мощности 15 Мвар для проектируемого объекта при $\tau_0 = 8\,760$ ч и $\tau_м = 5\,500$ ч.

Р е ш е н и е. Удельные стоимости потерь по (2-3):

$C_{0о} = 1{,}08(24{,}5 \cdot 1 + 0{,}0088 \cdot 8\,760) = 110$ руб/кВт;

$C_{0м} = 1{,}08(24{,}5 \cdot 1 + 0{,}0088 \cdot 5\,500) = 79$ руб/кВт.

Удельные затраты по (3-8):

$$З_1 = \frac{0{,}223 \cdot 740\,000}{100} + 110 \cdot \frac{450}{100} + 2 \cdot 79 \cdot \frac{900 \cdot 50}{100^2} = 2855 \text{ руб/Мвар;}$$

$$З_2 = 79 \cdot \frac{900}{100^2} = 7{,}1 \text{ руб/Мвар}^2.$$

Расчетные затраты, обусловленные генерацией синхронным компенсатором дополнительной мощности 15 Мвар,

$$З = 2\,855 \cdot 15 + 7{,}1 \cdot 15^2 = 44\,400 \text{ руб.}$$

РАЗДЕЛ 4

ЗАТРАТЫ НА ПЕРЕДАЧУ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПО СЕТИ [А-7, в]

Передача реактивной мощности от источника к месту потребления сопровождается изменением потерь активной мощности и электроэнергии в сети.

При присоединении к линии, по которой передается реактивная мощность $Q_{пр}$ (Мвар), в точке A проектируемого объекта, потреб-

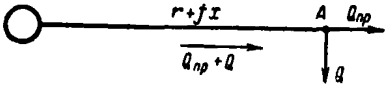

Рис. 4-1.

ляющего реактивную мощность Q (рис. 4-1), в линии появляются дополнительные потери активной мощности (кВт)

$$\Delta P = \frac{1000}{U_н^2} (2Q_{пр}Q + Q^2) r, \qquad (4\text{-}1)$$

где r — активное сопротивление линии, Ом;

$U_н$ — номинальное напряжение сети, кВ.

Таким образом, величина дополнительных потерь активной мощности на передачу реактивной мощности Q для рассматриваемого объекта по линии, по которой передается реактивная мощность $Q_{пр}$ другим потребителям, зависит от отношения $Q_{пр}/Q$.

Дополнительные потери активной мощности при передаче реактивной мощности (кВт) по линии с ответвлениями (рис. 4-2)

$$\Delta P = 2aMQ + aRQ^2, \tag{4-2}$$

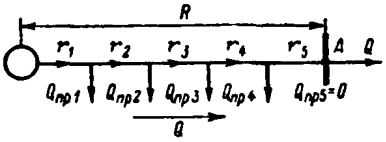

Рис. 4-2.

где величина M имеет размерность Мвар·Ом, R — Ом, a — кВ$^{-2}$:

$$\left.\begin{aligned} M &= \sum_{i=1}^{n} Q_{пр\,i}\, r_i; \\ R &= \sum_{i=1}^{n} r_i; \\ a &= \frac{1000}{U_н^2}. \end{aligned}\right\} \tag{4-3}$$

Величина M принимается положительной при совпадении направления мощностей $Q_{пр}$ и Q (потери в сети возрастают). В обратном случае M принимается отрицательной (потери в сети уменьшаются).

Потери реактивной мощности (квар) определяются по аналогичным формулам, в которых активные сопротивления заменяются реактивными.

$$\Delta Q = 2aM_x Q + aXQ^2, \tag{4-4}$$

где M_x — в Мвар·Ом, X — в Ом:

$$\left.\begin{aligned} M_x &= \sum_{i=1}^{n} Q_{пр\,i}\, x_i; \\ X &= \sum_{i=1}^{n} x_i \end{aligned}\right\} \tag{4-5}$$

Затраты на передачу реактивной мощности по сети определятся по (3-1), причем:

$$\left.\begin{aligned} З_0 &= З_{0п} = З_E; \\ З_1 &= З_{1п} = 2C_0 aM; \\ З_2 &= З_{2п} = C_0 aR, \end{aligned}\right\} \qquad (4\text{-}6)$$

где $З_E$ — сумма затрат на реконструкцию сети, обусловленная передачей реактивной мощности (увеличение числа или мощности трансформаторов, числа или сечений линий и т. д.).

Пример 4-1. Трансформаторная подстанция коммунального предприятия присоединяется к городской распределительной сети 10 кВ. Схема электроснабжения и расчетная схема приведены на рис. 4-3.

Определить величину расчетных затрат при передаче реактивной мощности 200 квар из сети энергосистемы коммунальному предприятию при стоимости потерь в сети $C_0 = 50$ руб/кВт.

Стоимость генерации реактивной мощности и ее передачи по сетям системы не учитывается; передача реактивной мощности не требует реконструкции сети.

Решение. Величины коэффициентов в формуле затрат по (3-1), (4-3) и (4-6):

$$M = 12 \cdot 0{,}167 + 5 \cdot 0{,}2 + 2 \cdot 0{,}25 + 1{,}8 \cdot 0{,}2 + 1{,}5 \cdot 0{,}32 + 0 \cdot 3{,}44 = 4{,}34 \text{ Мвар·Ом};$$

$$R = 0{,}167 + 0{,}2 + 0{,}25 + 0{,}2 + 0{,}32 + 3{,}44 = 4{,}58 \text{ Ом};$$

$$a = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{ кВ}^{-2};$$

$З_{0п} = 0$; $З_{1п} = 2 \cdot 10 \cdot 50 \cdot 4{,}34 = 4\,340$ руб/Мвар;

$З_{2п} = 10 \cdot 50 \cdot 4{,}58 = 2\,290$ руб/Мвар^2.

Величина затрат на передачу по сети дополнительной мощности $Q = 200$ квар

$$З_п = 4\,340 \cdot 0{,}2 + 2\,290 \cdot 0{,}2^2 = 960 \text{ руб.}$$

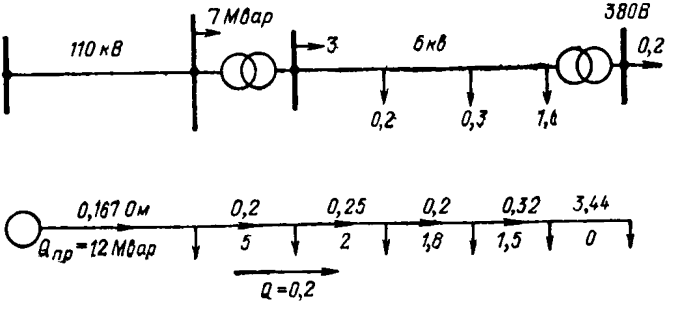

Рис. 4-3.

Питающая сеть энергосистемы и распределительная сеть проектируемой электроустановки представляют собой единое целое. Оптимальное решение при выборе средств компенсации реактивной

мощности могло бы быть получено, если бы задача решалась одновременно для сети энергосистемы и для всех присоединенных к ней распределительных сетей, что практически исключается ввиду ее значительной сложности.

Кроме того, проектирование сетей энергосистемы и распределительных сетей производится различными организациями и в различные сроки.

В связи с этим возникает задача эквивалентирования сети энергосистемы по отношению к ее узлу, к которому присоединяется распределительная сеть проектируемой электроустановки [Б-3].

Дополнительные потери активной мощности в сети энергосистемы при передаче проектируемой электроустановке реактивной мощности Q приближенно могут быть представлены квадратичной функцией этой мощности (кВт)

$$\Delta P_э = b_1 Q + b_2 Q^2, \tag{4-7}$$

где b_1 и b_2 — постоянные коэффициенты.

Первая производная σ (кВт/Мвар) и вторая производная δ (кВт/Мвар^2) от дополнительных потерь активной мощности по величине Q:

$$\left.\begin{aligned} \sigma &= \frac{\partial \Delta P_э}{\partial Q} = b_1 + 2b_2 Q; \\ \delta &= \frac{\partial^2 \Delta P_э}{\partial Q^2} = 2b_2 \end{aligned}\right| \tag{4-8}$$

Отсюда получаем b_1 (кВт/Мвар) и b_2 (кВт/Мвар^2):

$$\left.\begin{aligned} b_1 &= \sigma_0; \\ b_2 &= \frac{\delta}{2}, \end{aligned}\right| \tag{4-9}$$

где σ_0 — значение первой производной при $Q = 0$.

Таким образом, энергосистема по отношению к узлу, к которому присоединяется распределительная сеть проектируемой электроустановки, может быть заменена эквивалентным источником реактивной мощности, для которого затраты в рублях

$$З_э = З_{1э} Q + З_{2э} Q^2, \tag{4-10}$$

где $З_{1э}$ (руб/Мвар) и $З_{2э}$ (руб/Мвар^2) соответственно равны:

$$\left.\begin{aligned} З_{1э} &= C_0 \sigma_0; \\ З_{2э} &= C_0 \frac{\delta}{2}. \end{aligned}\right| \tag{4-11}$$

Значения производных σ_0 и δ могут быть определены на ЦВМ по специальным программам при проектировании сети энергосистемы.

МЕТОДИКА ВЫБОРА СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ОТ НЕСКОЛЬКИХ ИСТОЧНИКОВ В ОДИН УЗЕЛ СЕТИ [А-3—А-6, А-10, Б-1, б, Б-4, б]

При выборе средств компенсации расчет должен производиться для режима наибольших реактивных нагрузок электроустановки.

На рис. 5-1 представлена схема, когда реактивная мощность может быть передана в некоторый узел сети A по радиальным линиям от нескольких источников. Этим узлом сети могут быть шины подстанции, распределительного пункта или щита, а также любой другой узел сети, в котором сходятся несколько радиальных линий с источниками реактивной мощности на концах. Пусть в узле A потребляется реактивная мощность Q_A (в частном случае величина Q_A может быть равна нулю).

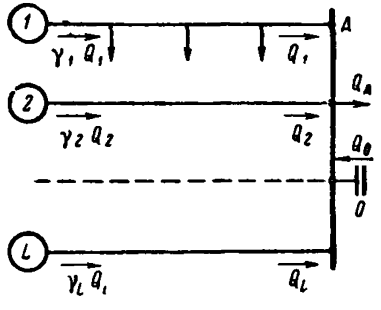

Рис. 5-1.

Расчетные затраты (в рублях) на генерацию и передачу реактивной мощности от всех источников в узел A

$$З = \sum_{l=0}^{L} \left(З_{0l} + З_{1l}Q_l + З_{2l}Q_l^2\right). \qquad (5\text{-}1)$$

При передаче реактивной мощности от каждого из источников в узел A сети (рис. 5-1) расчетные затраты складываются из затрат на генерацию реактивной мощности (индекс «г») и затрат на ее передачу от источника в узел A (индекс «п»):

$$\left.\begin{aligned} З_0 &= З_{0г} + З_{0п};\\ З_1 &= \gamma З_{1г} + З_{1п};\\ З_2 &= \gamma^2 З_{2г} + З_{2п}. \end{aligned}\right\} \qquad (5\text{-}2)$$

Генерируемая каждым источником реактивная мощность равна сумме реактивной мощности, передаваемой в узел A, и дополнительных потерь реактивной мощности в элементах сети.

С учетом компенсации потерь источник должен генерировать общую мощность γQ.

Коэффициент

$$\gamma = 1 + \frac{\Delta Q}{Q}, \qquad (5\text{-}3)$$

где ΔQ — дополнительные потери реактивной мощности в сети, Мвар.

При определении затрат на передачу реактивной мощности в распределительных сетях можно принимать $\gamma = 1$. Для питающих

сетей напряжением 35 кВ и выше значение γ отлично от единицы. При выполнении расчета величина γ принимается на основании опыта проектировщика. Если расчетное значение γ значительно отличается от принятого, следует сделать повторный расчет.

Задача сводится к определению таких значений мощностей $Q_l (l = 0, 1, 2, ..., L)$, при которых функция затрат достигает минимума при условии соблюдения баланса реактивных мощностей в узле A

$$\sum_{l=0}^{L} Q_l = Q_A \tag{5-4}$$

и выполнения следующих технических ограничений [А-3, А-5].

Напряжение U (кВ) во всех пунктах сети не должно выходить за допустимые пределы

$$U_{\text{мин}} \leqslant U \leqslant U_{\text{макс}}; \tag{5-5}$$

токовая нагрузка (A) для всех элементов сети не должна превышать допустимой величины

$$I \leqslant I_{\text{макс}}; \tag{5-6}$$

генерируемая источником реактивная мощность (Мвар) не должна выходить за допустимые пределы

$$Q_{\text{макс}} \geqslant Q \geqslant Q_{\text{мин}}. \tag{5-7}$$

Математический минимум (экстремум) функции затрат с учетом условия баланса определяется при помощи метода Лагранжа [Л. 5].

Если источником реактивной мощности, присоединенным непосредственно к узлу A (рис. 5-1), является конденсаторная батарея, то $З_{20} = 0$, и оптимальная мощность (Мвар), генерируемая другими источниками,

$$Q_l = \frac{З_{1e} - З_{1l}}{2З_{2l}}, \quad l = 1, 2, \ldots, L. \tag{5-8}$$

Мощность БК (Мвар), присоединенной в узле A, находится из условия баланса

$$Q_e = Q_A - \sum_{l=1}^{L} Q_l. \tag{5-9}$$

При $Q \leqslant 0$ установка БК на шинах A оказывается неэкономичной.

Оптимальная мощность (Мвар) оставшихся источников определяется по формуле

$$Q_l = \frac{\lambda - З_{1l}}{2З_{2l}}, \quad l = 1, 2, \ldots, L, \tag{5-10}$$

где λ — множитель Лагранжа, руб/Мвар,

$$\lambda = \frac{2Q_A + \sum_{l=1}^{L} \frac{З_{1l}}{З_{2l}}}{\sum_{l=1}^{L} \frac{1}{З_{2l}}}. \tag{5-11}$$

Полученные по данной методике значения реактивных мощностей источников соответствуют математическому экстремуму (минимуму) функции затрат (5-1). Но задача выбора средств компенсации техническая, а не математическая. Если хотя бы одно из технических условий (ограничений) (5-5), (5-6) и (5-7) нарушается, то решение будет неправильным.

В первую очередь следует проверить, соответствуют ли полученные по условию экономичности значения величин генерируемых источниками реактивных мощностей техническим возможностям этих источников, т. е. проверить выполнение ограничения (5-7). Для тех источников, для которых условие (5-7) не выполняется, величины генерируемых мощностей должны быть соответственно увеличены *или уменьшены.*

Например, если расчетная величина БК получилась отрицательной, то ее мощность должна быть принята равной нулю (т. е. БК не должна устанавливаться). Кроме того, комплектные конденсаторные установки имеют определенную шкалу номинальных мощностей и расчетное значение мощности БК должно быть округлено до ближайшего номинального значения.

Если будет нарушено условие (5-6), следует или повысить пропускную способность элемента сети увеличением числа или мощности устанавливаемых трансформаторов, сечения или числа линий и т. д., или же уменьшить величину реактивной мощности, передаваемой по этому элементу.

Если будет нарушено условие (5-5), т. е. величины напряжений в каких-либо пунктах сети не будут соответствовать техническим требованиям, следует принять меры по улучшению режима напряжения, используя средства регулирования напряжения или же изменяя величины передаваемой по сети реактивной мощности.

Таким образом, выбор средств компенсации должен производиться одновременно с выбором оборудования электроустановки и проектированием питающей и распределительной сетей.

Порядок расчета при выборе средств компенсации для схемы по рис. 5-1 должен быть следующий:

1. Предполагая, что к пункту A непосредственно присоединяется БК, определяют оптимальные мощности всех других источников по (5-8), их расчетные величины корректируют согласно (5-7), а для БК — с учетом шкалы мощности изготавливаемых установок.

2. Определяют мощность БК, присоединяемой к узлу A, по (5-9). Если эта мощность окажется положительной или равной нулю, то расчет на этом заканчивается. В противном случае необходимо повторить расчет, приняв $Q_0 = 0$ и определяя мощность оставшихся источников по (5-11) и (5-10).

3. Из всех источников, для которых расчетная величина генерируемой мощности превышает верхний допустимый предел в (5-7), выбирается наиболее экономичный, для которого отклонение расчетной величины от допустимой наибольшее. Для этого источника генерируемая мощность приравнивается верхнему допустимому пределу, а для оставшихся источников расчет повторяется с новым значением мощности Q_A', равным разности прежнего значения и мощности выбранного экономичного источника. Расчет повторяется до тех пор, пока левая часть условия (5-7) не будет выполняться для всех источников.

4. Для всех оставшихся источников, у которых не удовлетворяется правая часть условия (5-7), мощность принимается равной

нижнему допустимому пределу. При этом все БК, для которых расчетная мощность получилась отрицательной, исключаются из расчета как неэкономичные. Если для СД поставлено условие, что они не должны работать с недовозбуждением (т. е. с потреблением реактивной мощности из сети), то эти СД при отрицательном значении расчетной мощности также исключаются из расчета.

5. Выполняется расчет для оставшихся источников, генерируемая мощность которых лежит в допустимых пределах.

6. Если для некоторых источников постоянная составляющая затрат относительно велика (БК малой мощности на напряжение 6—10 кВ), то необходимо провести расчет с исключением указанных источников. Окончательное решение принимается при сравнении затрат для вариантов при установке источников с большой постоянной составляющей затрат и без установки этих источников.

Методика имеет универсальный характер, и при ее помощи может быть рассчитана сложная сеть при условии, что она работает в разомкнутом режиме, что, как правило, выполняется для распределительных сетей.

В большинстве случаев расчет может быть выполнен достаточно просто, так как число источников обычно не превышает трех-четырех.

Для некоторых задач использование изложенной методики оказывается излишним, так как решение может быть получено более простым путем.

При окончательном выборе мест размещения и мощности источников в зависимости от конкретных условий следует руководствоваться удобством обслуживания, наличием места для установки БК и другими инженерными соображениями.

Пример 5-1. К шинам 10 кВ РП цеха промышленного предприятия присоединены две группы СД с одинаковой мощностью двигателей 1 250 кВт, одна группа с частотой вращения 1 000 и вторая — 500 об/мин. Удельные расчетные затраты для двигателей равны соответственно:

$$З_{11} = 520 \text{ руб/Мвар}; \qquad З_{21} = 270 \text{ руб/Мвар};$$
$$З_{12} = 700 \text{ руб/Мвар}; \qquad З_{22} = 340 \text{ руб/Мвар}.$$

Реактивная нагрузка в сети 10 кВ равна 4 Мвар и может быть полностью компенсирована каждой из групп СД.

К шинам РП может быть присоединена БК, для которой $З_{00} = 700$ руб; $З_{10} = 1\,770$ руб/Мвар; $З_{20} = 0$.

Определить оптимальную мощность источников реактивной мощности.

Решение. Определяем по (5-8) мощность, генерируемую каждой группой СД, при условии установки на шинах РП БК:

$$Q_1 = \frac{1770 - 520}{2 \cdot 270} = 2{,}3 \text{ Мвар};$$

$$Q_2 = \frac{1770 - 700}{2 \cdot 340} = 1{,}6 \text{ Мвар}.$$

Мощность БК находим по (5-9)

$$Q_0 = 4 - 2{,}3 - 1{,}6 = 0{,}1 \text{ Мвар}.$$

БК 10 кВ мощностью 100 кВ·А устанавливать нецелесообразно.

Оптимальным решением является использование для компенсации обоих групп СД, генерирующих реактивную мощность 2,4 и 1,6 Мвар.

Пример 5-2. К шинам 6 кВ РУ промпредприятия присоединены четыре группы СД, технико-экономические характеристики которых подсчитаны в примере 3-2 (табл. 3-2).

Определить оптимальную мощность для каждой группы двигателей, пренебрегая сопротивлением кабелей, если подлежащая компенсации реактивная нагрузка на стороне 6 кВ равна 6 Мвар, а максимальная реактивная мощность каждой группы СД — примерно 2,1 Мвар.

Решение. При наличии СД, реактивная мощность которых достаточна для компенсации всей реактивной нагрузки, определяем реактивные мощности каждой группы СД без установки БК.

Величина коэффициента Лагранжа по (5-11)

$$\lambda_1 = \frac{2 \cdot 6 + \frac{596}{306} + \frac{770}{450} + \frac{1150}{532} + \frac{1730}{750}}{\frac{1}{306} + \frac{1}{450} + \frac{1}{532} + \frac{1}{750}} = 2310 \text{ руб/Мвар}.$$

Реактивная мощность для первой группы СД

$$Q_1 = \frac{2310 - 596}{2 \cdot 306} = 2{,}8 \text{ Мвар}.$$

Так как по условию ограничения $Q_{м1} = 2{,}1$ Мвар, то остальные группы СД должны генерировать 3,9 Мвар.

Для остальных групп СД

$$\lambda_2 = \frac{2 \cdot 3{,}9 + \frac{770}{450} + \frac{1150}{532} + \frac{1730}{750}}{\frac{1}{450} + \frac{1}{532} + \frac{1}{750}} = 2590 \text{ руб/Мвар}.$$

Отсюда

$$Q_2 = \frac{2590 - 770}{2 \cdot 450} = 2 \text{ Мвар};$$

$$Q_3 = \frac{2590 - 1150}{2 \cdot 532} = 1{,}3 \text{ Мвар};$$

$$Q_4 = \frac{2590 - 1730}{2 \cdot 750} = 0{,}6 \text{ Мвар}.$$

Проверяем правильность расчета по условию баланса реактивных мощностей в узле A

$$2{,}1 + 2 + 1{,}3 + 0{,}6 = 6 \text{ Мвар}.$$

РАЗДЕЛ 6

ВЫБОР СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ В СЕТЯХ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В и 6—10 кВ [А-7, Б-1, б, Б-4, Б-7]

А. Общие положения

Электрическая сеть представляет собой единое целое, и правильно выбрать средства компенсации для сетей промышленного предприятия напряжением до 1 000 В и 6—10 кВ можно только при совместном решении задачи.

На промышленных предприятиях основные потребители реактивной мощности присоединяются, как правило, к сетям до 1 000 В. Компенсация реактивной мощности этих потребителей может осуществляться при помощи СД или БК, присоединенных непосредственно к сетям до 1 000 В, но реактивная мощность в сеть до 1 000 В может также передаваться со стороны сети 6—10 кВ от СД, БК, генераторов местной электростанции или из сети энергосистемы.

Источники реактивной мощности (ИРМ), устанавливаемые на стороне 6—10 кВ (крупные СД или БК), экономичнее БК на напряжение до 1 000 В, но передача реактивной мощности со стороны 6—10 кВ может привести к увеличению установленной мощности трансформаторов 6—10/0,4 — 0,69 кВ и является причиной появления дополнительных потерь электроэнергии в сети и трансформаторах.

Поэтому прежде всего необходимо выбрать оптимальный способ компенсации реактивной мощности на стороне до 1 000 В.

Б. Крупное промышленное предприятие, к сети 6—10 кВ которого присоединяется большая группа цеховых трансформаторов [А-7, б, Б-4, б, Б-4, в, Б-6]

При установке на крупных предприятиях группы цеховых трансформаторов мощность их определяется плотностью нагрузки, конструктивными соображениями и т. п. и выбирается, как правило, для всей группы одинаковой в диапазоне 630—2 500 кВ. Для таких предприятий увеличение реактивной мощности, передаваемой со стороны сети 6—10 кВ в сеть до 1 000 В, может привести к увеличению общего числа устанавливаемых трансформаторов без изменения их мощности.

Стоимость устанавливаемых на промышленных подстанциях комплектных трансформаторных подстанций очень высока, и при выборе средств компенсации решающее значение имеет число устанавливаемых трансформаторов. Во многих случаях оптимальным является минимально возможное число трансформаторов, определяемое по формуле

$$N_т = \frac{P}{\beta S_н}, \qquad (6\text{-}1)$$

где P — суммарная активная мощность, потребляемая в сетях до 1 000 В, МВт;

β — коэффициент загрузки трансформаторов;

$S_н$ — номинальная мощность одного трансформатора, МВ·А.

Полученная величина должна быть округлена до ближайшего большего целого значения.

Значительно реже при большом числе трансформаторов оптимальным может оказаться число трансформаторов, увеличенное на 1 по сравнению с минимально возможным и еще реже — увеличенное на 2.

Изменениями величины потерь электроэнергии при изменении числа трансформаторов на 1 или 2 можно пренебречь, так как при увеличении числа трансформаторов потери в сети и в обмотках трансформаторов несколько снижаются, но возрастают потери холостого хода трансформаторов и суммарное изменение потерь незначительно.

Наибольшая реактивная мощность (Мвар), которая может быть передана со стороны сети 6—10 кВ в сеть до 1 000 В без увеличения заданного числа трансформаторов, может быть определена по формуле

$$Q_1 = \sqrt{(N\beta S_н)^2 - P^2}. \qquad (6\text{-}2)$$

Таким образом, для решения поставленной задачи следует сравнить величину расчетных затрат для вариантов с минимальным числом трансформаторов, с числом трансформаторов, увеличенным на 1 и на 2. Во многих случаях достаточно сравнения расчетных затрат для первых двух вариантов.

Величина затрат для первого варианта определяется как сумма затрат на генерацию реактивной мощности Q_1 на стороне 6—10 кВ и затрат на установку БК в сетях до 1 000 В, мощность которых находится из условия баланса реактивных мощностей в этих сетях.

Для второго и третьего вариантов должны быть учтены затраты на дополнительную установку соответственно одного или двух трансформаторов.

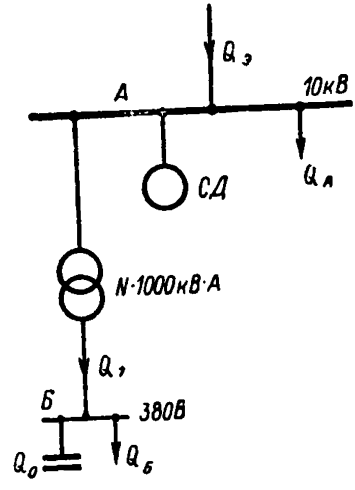

Рис. 6-1.

Пример 6-1 [А-7, б, Б-4, в, Б-6]. На рис. 6-1 представлена схема для одной секции РП промышленного предприятия. К шинам 10 кВ РП присоединены два синхронных двигателя СДН мощностью по 4 000 кВт с частотой вращения 1 000 об/мин, работающих с коэффициентом загрузки 0,8 при номинальном напряжении на шинах РП. Суммарное потребление мощности в сетях до 1 000 В $P_Б = 4$ МВт и $Q_Б = 3$ Мвар; потребление реактивной мощности в сети 10 кВ $Q_А = 3$ Мвар. В промышленном предприятии устанавливаются трансформаторы 10/0,4 кВ по 1 000 кВ·А, коэффициент загрузки которых $\beta = 0{,}7$.

Стоимость установки БК на напряжение 380 В $K_у =$ = 12 руб/квар, стоимость установки одной подстанции 1 000 кВ·А

$K_т$ = 17 000 руб. и стоимость потерь электроэнергии C_0 = 70 руб/кВт.

Энергосистемой задано значение оптимальной мощности, передаваемой предприятию из сети системы, 2 Мвар (на каждую секцию шин РП $Q_э$ = 1 Мвар).

Определить оптимальное число устанавливаемых на предприятии трансформаторов и суммарную мощность БК на напряжение 380 В.

Решение. По табл. П-3 для СД находим $Q_н$ = 2,01 Мвар; D_1 = 10,6 кВт; D_2 = 11,8 кВт.

С учетом передаваемой из системы реактивной мощности СД должны скомпенсировать на стороне 10 кВ мощность $Q_{пр} = 3 - 1 = 2$ Мвар.

Определяем величину удельных затрат при передаче генерируемой СД реактивной мощности в сеть 380 В по (3-5):

$$З_{11} = 70\left(\frac{10,6}{2,01} + \frac{2 \cdot 11,8 \cdot 2}{2,01^2 \cdot 2}\right) = 778 \text{ руб/Мвар};$$

$$З_{21} = 70 \cdot \frac{11,8}{2,01^2 \cdot 2} = 102 \text{ руб/Мвар}^2.$$

Принимая напряжение в пунктах присоединения БК к сети 380 В $\dot{U} = 1$, определяем удельные затраты на установку БК по (3-7):

$$З_{10} = 0,223 \cdot 12\,000 \cdot (1/1)^2 + 70 \cdot 4,5 = 3\,000 \text{ руб/Мвар}.$$

Затраты на установку одной трансформаторной подстанции 1 000 кВ·А

$$З_т = 0,223 \cdot 17\,000 = 3\,800 \text{ руб}.$$

Минимальное число устанавливаемых трансформаторов по (6-1)

$$N_0 = \frac{4}{0,7 \cdot 1} = 5,7 \approx 6.$$

Реактивная мощность, передаваемой от СД в сеть 380 В, по (6-2) равна:

$$Q_1 = \sqrt{(6 \cdot 0,7 \cdot 1)^2 - 4^2} = 1,28 \approx 1,3 \text{ Мвар}.$$

Затраты при минимальном числе трансформаторов

$$З_1 = 778 \cdot 1,3 + 102 \cdot 1,3^2 + 3\,000(3 - 1,3) \approx 6\,280 \text{ руб}.$$

При увеличении числа трансформаторов на 1

$$Q_2 = \sqrt{(7 \cdot 0,7 \cdot 1)^2 - 4^2} = 2,85 \text{ Мвар}.$$

Затраты для данного варианта

$$З_2 = 778 \cdot 2,85 + 102 \cdot 2,85^2 + 3\,800 + 3\,000 \cdot 0,15 = 7\,300 \text{ руб}.$$

При увеличении числа трансформаторов на 2

$$Q_3 = \sqrt{(8 \cdot 0,7 \cdot 1)^2 - 4^2} = 3,9 \text{ Мвар}.$$

Для данного варианта вся мощность может быть передана от СД.

Затраты

$$З_3 = 778 \cdot 3 + 102 \cdot 3^2 + 2 \cdot 3\,800 = 10\,850 \text{ руб},$$

Оптимальным является вариант с минимальным числом устанавливаемых трансформаторов.

Определяем резерв реактивной мощности в узле A сети. По табл. 3-1 при $\beta = 0{,}8$ и $\mathring{U} = 1$ находим $\alpha_м = 1{,}27$, следовательно, располагаемая реактивная мощность СД

$$Q_м = 1{,}27 \cdot 2 \cdot 2{,}01 = 5{,}1 \text{ Мвар}.$$

Резерв реактивной мощности

$$Q_р = 5{,}1 - 2 - 1{,}3 = 1{,}8 \text{ Мвар, или } 30\%.$$

Суммарная мощность устанавливаемых БК 380 В $Q_0 = 1{,}7$ Мвар.

На рис. 6-2 представлен график изменения величины расчетных затрат в зависимости от передаваемой из сети 10 кВ реактивной мощности. В точках A, B и C функция затрат претерпевает разрыв, обусловленный затратами на установку дополнительного трансформатора. Именно в этих точках разрыва следует искать минимум затрат. В примере минимум затрат соответствует точке A (установлено минимальное число трансформаторов и со стороны сети 10 кВ передается наибольшая возможная по условию нагрузка трансформаторов реактивная мощность).

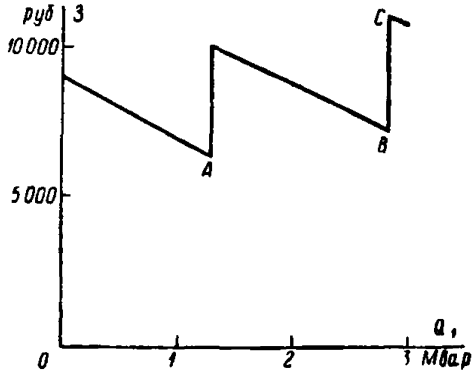

Рис. 6-2

Если к сети 10 кВ вместо СД (пример 6-1) присоединяется БК или же реактивная мощность в сеть до 1 000 В передается из сети системы, методика решения задачи остается неизменной, меняется лишь величина затрат на генерацию реактивной мощности в зависимости от экономических показателей источника реактивной мощности.

Выше была решена задача определения минимальной суммарной мощности БК, устанавливаемых в сетях до 1 000 В. В зависимости от величины дополнительных потерь электроэнергии на пути передачи реактивной мощности от СД до пункта $Б$ (рис. 6-1) может оказаться экономичным увеличение степени компенсации реактивной мощности в сетях до 1 000 В и дополнительная установка БК в этих сетях.

При решении задачи трансформаторы и соответствующие им участки сети 6—10 кВ и до 1 000 В эквивалентировались и вместо N отдельных трансформаторов рассматривался один трансформатор эквивалентной мощности. Трансформаторы мощностью по 1 000 кВ·А и выше обычно присоединяются к линиям сети 6—10 кВ по одному или по два (рис. 6-3, *а*, *б*). Если линий с одним трансформатором N_1 и линий с двумя трансформаторами N_2, то эквивалентное сопротивление (Ом) всех $N = N_1 + 2N_2$ трансформаторов и соответствую-

щих участков сети 6—10 кВ и до 1 000 В (рис. 6-3, *в*) может быть определено по формуле

$$r_э = \frac{\sum_{n=1}^{N_1} r_{1n} + \sum_{n=1}^{N_2} (4r_{2n} + r_{3n}) + Nr_т + \sum_{n=1}^{N} r_{нn}}{N^2}, \qquad (6\text{-}3)$$

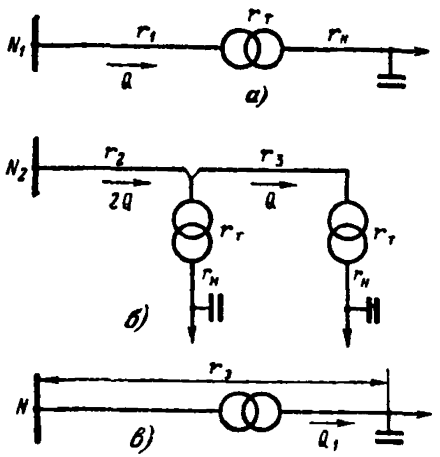

Рис. 6-3.

в которой обозначения сопротивлений участков сети соответствуют обозначениям на рис. 6-3.

После замены сопротивлений сети и трансформаторов эквивалентным оптимальная величина мощностей источников, присоединенных к сетям 6—10 кВ и до 1 000 В, может быть легко определена по методике, изложенной в разд. 5.

Пример 6-2. Определить оптимальную мощность, передаваемую в сеть 380 В (пример 6-1) от СД 10 кВ, и мощность дополнительно устанавливаемых БК в сетях 380 В, если трансформаторы на предприятии присоединены к сети согласно

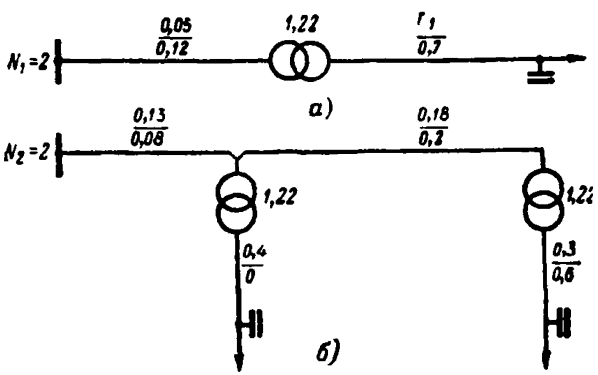

Рис. 6-4.

рис. 6-4 и сопротивления участков сети, приведенные к напряжению 10 кВ, равны указанным на рис. 6-4, *а, б* в числителях и знаменателях дробей.

Решение. Определяем по (6-3) эквивалентное сопротивление от пункта *А* до пункта *Б* сети (рис. 6-3):

$$r_э = \frac{0{,}05 + 0{,}12 + 4 \cdot 0{,}13 + 0{,}18 + 4 \cdot 0{,}08 + 0{,}2 + 6 \cdot 1{,}22 + 1 + 0{,}7 + 0{,}4 + 0 + 0{,}3 + 0{,}6}{6^2} = 0{,}32 \text{ Ом}.$$

По (4-3) и (4-6) определяем

$$a = \frac{1000}{10^2} = 10;$$

$$З_{2АБ} = 70 \cdot 10 \cdot 0{,}32 = 224 \text{ руб/Мвар}^2.$$

Затраты на 1 Мвар² генерируемой СД и передаваемой в сеть 380 В реактивной мощности

$$З_2 = 102 + 224 = 326 \text{ руб/Мвар}^2.$$

Оптимальную величину мощности, передаваемой от СД в сеть 380 В, определяем по (5-8)

$$Q_1 = \frac{3000 - 778}{2 \cdot 326} = 3{,}4 \text{ Мвар}.$$

Всю реактивную мощность было бы выгодно передавать в сеть 380 В от СД, если бы это было возможно, без увеличения числа устанавливаемых на предприятии трансформаторов.

Пример 6-3. Решить пример 6-2 при условии, что эквивалентное сопротивление сети $r_э = 2$ Ом.

Решение.

$$З_{2АБ} = 70 \cdot 10 \cdot 2 = 1\,400 \text{ руб/Мвар}^2;$$

$$З_2 = 102 + 1\,400 = 1\,502 \text{ руб/Мвар}^2;$$

$$Q_1 = \frac{3000 - 778}{2 \cdot 1502} = 0{,}74 \text{ Мвар}.$$

В данном случае выгодно увеличить степень компенсации в сети 380 В и установить дополнительно БК общей мощностью 1,3 — 0,74 = 0,56 Мвар.

В. Предприятие с небольшим числом устанавливаемых трансформаторов [А-7, б, Б-4, б]

Если на предприятии устанавливаются 1—2 трансформатора 6—10/0,4 кВ, то при изменении степени компенсации реактивной мощности в сети до 1 000 В число трансформаторов не может быть изменено. Могут быть и другие случаи, когда условия электроснабжения не позволяют варьировать число устанавливаемых трансформаторов.

В этом случае может быть поставлена задача определения оптимальной мощности трансформатора, так как при изменении степени компенсации реактивной мощности на стороне до 1 000 В мощность трансформатора может оказаться различной.

Методика расчета в данном случае остается той же, что и при изменении числа трансформаторов, с тем лишь отличием, что опре-

деляется не минимальное число трансформаторов, а минимально возможная мощность (МВ·А)

$$S_0 = \frac{P}{\beta N}, \qquad (С\text{-}4)$$

и сравниваются варианты установки трансформатора с минимально возможной мощностью и трансформатора, мощность которого на ступень выше.

Пример 6-4. К шинам РП 6 кВ промышленного предприятия присоединяется один трансформатор, в сети 380 В которого нагрузка $P = 0{,}9$ МВт, $Q = 0{,}8$ Мвар и $\beta = 1$. На предприятии нет резервных источников реактивной мощности и компенсация может быть осуществлена или БК 6 кВ или БК 380 В (рис. 6-5).

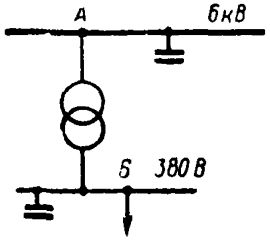

Рис. 6-5.

Для БК 6 кВ $З_{01} = 670$ руб. и $З_{11} = 1\,600$ руб/Мвар, а для БК 380 В $З_{00} = 0$ и $З_{10} = 3\,000$ руб/Мвар. Определить оптимальные мощности трансформатора и БК. Стоимость трансформаторной подстанции мощностью 1 600 кВ·А дороже подстанции мощностью 1 000 кВ·А на 5 тыс. руб.

Решение. По (6-4) находим минимальную мощность трансформатора

$$S_0 = \frac{0{,}9}{1 \cdot 1} = 0{,}9\,\text{МВ·А (трансформатор 1000 кВ·А)}.$$

По (6-2) определяем реактивную мощность БК 6 кВ

$$Q_1 = \sqrt{1^2 - 0{,}9^2} = 0{,}44 \text{ Мвар}.$$

Мощность БК, устанавливаемой в сети 380 В,

$$Q_0 = 0{,}8 - 0{,}44 = 0{,}36 \text{ Мвар}.$$

Величина расчетных затрат для этого варианта

$$З_1 = 670 + 1\,600 \cdot 0{,}44 + 3\,000 \cdot 0{,}36 = 2\,450 \text{ руб}.$$

Для варианта установки подстанции с трансформатором 1 600 кВ·А

$$Q_1 = \sqrt{1{,}6^2 - 0{,}8^2} = 1{,}4 \text{ Мвар}.$$

Принимаем $Q_1 = 0{,}8$ Мвар, тогда $Q_2 = 0$.
Величина затрат для этого варианта

$$З_2 = 670 + 1\,600 \cdot 0{,}8 + 0{,}223 \cdot 5\,000 = 3\,060 \text{ руб}.$$

Так как при установке БК на 6 кВ приходится учитывать значительную стоимость вводного устройства, следует определить затраты также для варианта полной компенсации реактивной мощности в сети 380 В

$$З_3 = 3\,000 \cdot 0{,}8 = 2\,400 \text{ руб}.$$

Оптимальным является последний вариант.

Г. Электроустановки малой мощности, присоединяемые к общей городской или сельской сети [А-7, в, Б-6]

Промышленные или коммунальные предприятия малой мощности с трансформаторами 6—10/0,4 кВ мощностью 250—630 кВ·А *присоединяются во многих случаях к линиям городской сети.* К сельским сетям 6—10 кВ присоединяются мелкие сельскохозяйственные силовые установки.

Присоединение к таким сетям небольшой по величине реактивной нагрузки может привести к значительному увеличению потерь электроэнергии в питающей сети. Для таких электроустановок, как правило, оказывается экономичной полная компенсация потребляемой реактивной мощности.

Пример 6-5. Определить оптимальную мощность БК для коммунального предприятия (пример 4-1), если удельные затраты на установку БК $З_1 = 3\,000$ руб/Мвар.

Решение. В примере 4-1 была определена стоимость передачи реактивной мощности 200 квар предприятию по питающей сети

$$З_п = 960 \text{ руб.}$$

Затраты на установку БК мощностью 200 квар

$$З = 3\,000 \cdot 0{,}2 = 600 \text{ руб.}$$

Экономичной оказывается полная компенсация реактивной мощности, потребляемой в сети предприятия.

Д. Выбор средств компенсации при питании промышленного предприятия от местной электростанции [Б-4, б]

При питании промышленного предприятия от генераторов местной электростанции в большинстве случаев оказывается экономически оправданной передача реактивной мощности от генераторов, если это не связано с необходимостью увеличения числа устанавливаемых на предприятии трансформаторов, числа или сечения линий или других мероприятий по увеличению пропускной способности сети.

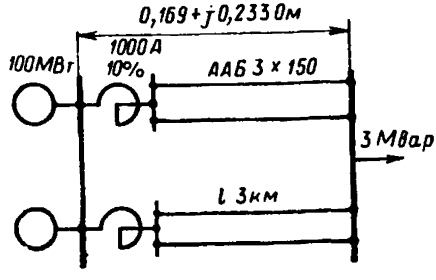

Рис. 6-6.

Пример 6-6. От местной электростанции по двум кабельным линиям 6 кВ получает питание промышленное предприятие. Схема электроснабжения одной секции шин РП предприятия представлена на рис. 6-6, на котором указана величина реактивной мощности, потребляемой присоединенными к сети 6 кВ электроприемниками.

Удельные затраты на генерацию реактивной мощности на шинах электростанции:

$$З_{11г} = 219 \text{ руб/Мвар;} \qquad З_{12г} = 0{,}9 \text{ руб/Мвар}^2.$$

Затраты на установку БК на шинах 6 кВ РП:

$$З_{00} = 670 \text{ руб.;} \qquad З_{10} = 1\,600 \text{ руб/Мвар;} \qquad C_0 = 60 \text{ руб/кВт.}$$

Р е ш е н и е. Сопротивления реакторов и кабельных линий указаны на рис. 6-6.

Удельные затраты на передачу реактивной мощности по кабельным линиям определяем по (4-3) и (4-6):

$$a = \frac{1000}{6^2} = 27{,}8;$$

$$З_{21к} = 60 \cdot 27{,}8 \cdot 0{,}169 = 282 \text{ руб/Мвар}^2.$$

Потери реактивной мощности в линии по (4-4)

$$\Delta Q = 27{,}8 \cdot 0{,}233 \cdot 3^2 = 58{,}3 \text{ квар}.$$

Коэффициент γ по (5-3)

$$\gamma = 1 + \frac{58{,}3}{3000} = 1{,}02.$$

Удельные затраты на генерацию и передачу реактивной мощности от местной электростанции по (5-2):

$$З_{11} = 1{,}02 \cdot 219 = 223 \text{ руб/Мвар};$$

$$З_{21} = 1{,}02^2 \cdot 0{,}9 + 282 = 283 \text{ руб/Мвар}^2.$$

Оптимальная величина мощности, передаваемой от электростанции, определяется по (5-8)

$$Q_1 = \frac{2370 - 223}{2 \cdot 283} = 3{,}8 \text{ Мвар}.$$

Таким образом, установка БК неэкономична и вся реактивная мощность 3 Мвар должна передаваться от местной электростанции.

Затраты на генерацию и передачу реактивной мощности

$$З_1 = 223 \cdot 3 + 283 \cdot 3^2 = 3\,216 \text{ руб}.$$

При установке на предприятии БК затраты составили бы

$$З = 670 + 1\,600 \cdot 3 = 5\,470 \text{ руб}.$$

Е. Общий случай решения задачи выбора средств компенсации в узлах сети 6—10 кВ промышленного предприятия [А-5—А-7, Б-4, Б-6]

При выборе средств компенсации в узлах сети 6—10 кВ промышленного предприятия следует учитывать реактивные нагрузки электроприемников и преобразователей, присоединенных к сети 6—10кВ, потери реактивной мощности в трансформаторах, а также часть реактивных нагрузок в сетях до 1 000 В, оставшихся нескомпенсированными после решения задачи выбора оптимального числа трансформаторов или мощности трансформаторов (см. разд. 4-Б и 4-В). Расчетные реактивные нагрузки следует определять с учетом возможного их увеличения при повышении напряжения сети (раздел 9-Б).

Должен быть предусмотрен некоторый резерв рективной мощности (10—15%), который необходим для обеспечения допустимых отклонений напряжения в послеаварийных режимах [Б-8].

Для синхронных двигателей необходимо проверять, соответствует ли полученная по расчету мощность располагаемой мощности двигателя.

При выборе мощности БК необходимо расчетную мощность округлять до ближайшего значения номинальной мощности выпускаемых заводами комплектных БК.

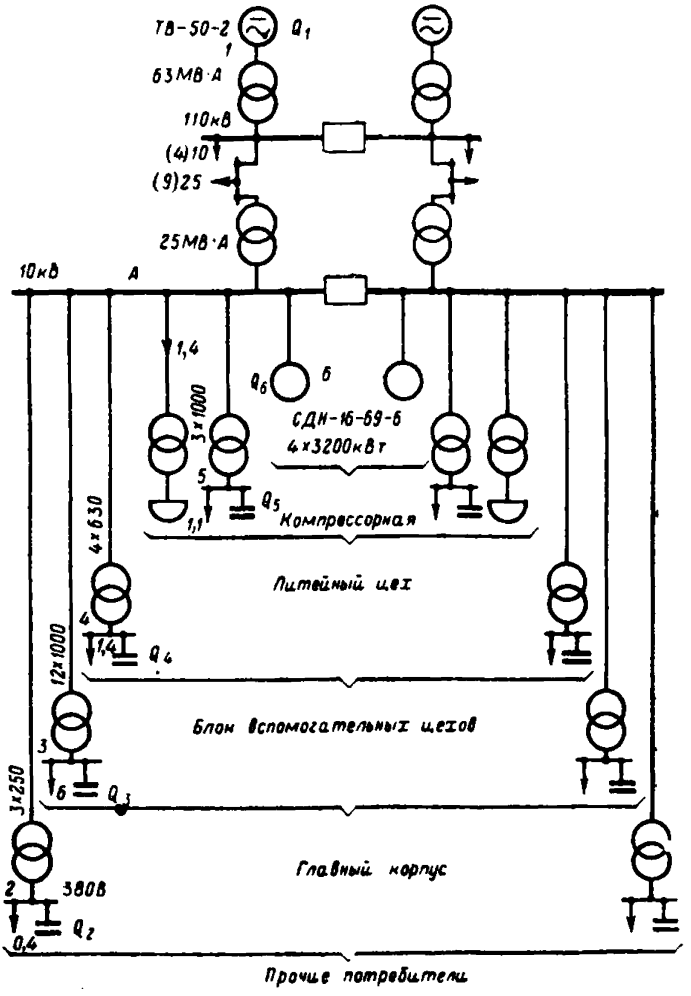

Рис. 6-7.

Пример 6-7. На рис. 6-7 представлена схема электроснабжения промышленного предприятия, получающего питание от электростанции по линии 110 кВ. На рис. 6-8 дана расчетная схема для одной секции шин подстанции предприятия, на которой указаны реактивные нагрузки (в Мвар) и сопротивления участков сети, приведенные к напряжению 10 кВ.

Предварительно для отдельных цехов было определено оптимальное число трансформаторов по методике разд. 6-Б, и на схе-

ме указаны лишь реактивные нагрузки до 1 000 В, требующие дополнительной компенсации. Экономические характеристики источников реактивной мощности:

БК на 10 кВ — $З_{10} = 670$ руб.; $З_{10} = 1\,500$ руб/Мвар;

БК на 380 В — $З_{12} = З_{13} = З_{14} = З_{15} = 2\,900$ руб/Мвар;

группа СД — $З_{16} = 488$ руб/Мвар; $З_{26} = 67$ руб/Мвар^2.

Стоимость потерь активной мощности $C_0 = 70$ руб/кВт.

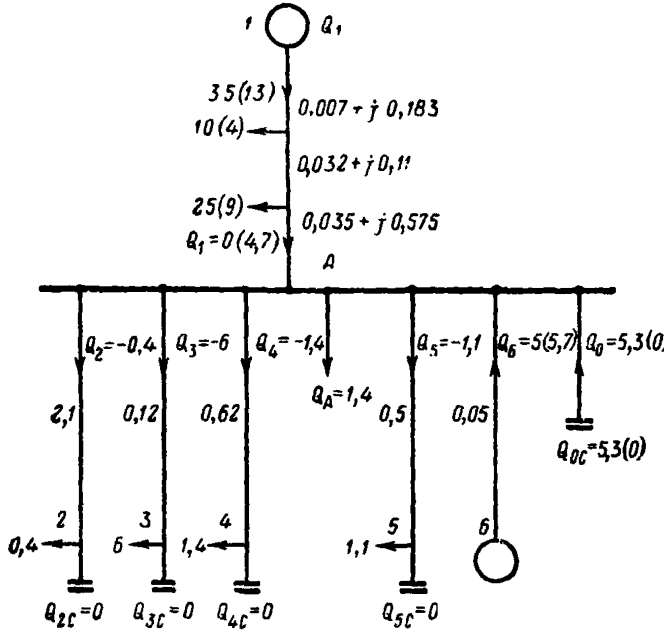

Рис. 6-8

Р е ш е н и е. Для генератора ТВ-50-2 по табл. П-6.

$Q_н = 37{,}5$ Мвар; $D_1 = 51$ кВт; $D_2 = 75{,}1$ кВт; $Q_{пр} = 35$ Мвар (рис. 6-7).

По (3-5) удельные затраты на генерацию

$$З_{11} = 70\left(\frac{51}{37{,}5} + \frac{2 \cdot 75{,}1 \cdot 35}{37{,}5^2 \cdot 1}\right) = 357 \text{ руб/Мвар};$$

$$З_{21} = 70 \cdot \frac{75{,}1}{37{,}5^2 \cdot 1} = 3{,}7 \text{ руб/Мвар}^2.$$

Для линий 110 кВ от электростанции до шин 10 кВ подстанции определяем по (4-3):

$M_1 = 35 \cdot 0{,}007 + 25 \cdot 0{,}032 = 1{,}045$ Мвар·Ом;

$R_1 = 0{,}007 + 0{,}032 + 0{,}035 = 0{,}074$ Ом;

$$a = \frac{1000}{10^2} = 10;$$

Определяем затраты на генерацию реактивной мощности на электростанции с учетом стоимости передачи в узел A по (4-6):

$З_{11}=357+2\cdot70\cdot10\cdot1{,}045=1\,820$ руб/Мвар;

$З_{21}=3{,}7+70\cdot10\cdot0{,}074=55{,}5$ руб/Мвар^2.

Удельные затраты на передачу реактивной мощности от БК 380 В до узла A:

$З_{22}=700\cdot2{,}1=1\,470$ руб/Мвар^2;

$З_{23}=700\cdot0{,}12=84$ руб/Мвар^2;

$З_{24}=434$ руб/Мвар^2;

$З_{25}=350$ руб/Мвар^2.

Удельные затраты на генерацию реактивной мощности четырьмя СД мощностью 3 200 кВт и передачу ее в узел A:

$З_{16}=488$ руб/Мвар; $З_{26}=67+700\cdot0{,}05=102$ руб/Мвар^2.

Определяем мощность, передаваемую от генератора в узел A, по (5-8):

$$Q_1=\frac{1500-1820}{2\cdot55{,}5}=-2{,}88.$$

Знак минус показывает, что передача реактивной мощности в узел A от генератора электростанции неэкономична. Принимаем $Q_1=0$.

Определяем мощность, передаваемую от БК 380, В в узел A:

$$Q_2=\frac{1500-2900}{2\cdot1470}=-0{,}48 \text{ Мвар};$$

$Q_3=-8{,}33$ Мвар;

$Q_4=-1{,}4$ Мвар;

$Q_5=-1{,}1$ Мвар.

Определяем мощность БК, устанавливаемых в узлах *2, 3, 4, 5*, по условию баланса реактивных мощностей в этих узлах:

$Q_{2C}=0{,}4-0{,}48=-0{,}08$ Мвар.

Принимаем $Q_{2C}=0$ и, следовательно, $Q_2=-0{,}4$ Мвар. Аналогично получаем:

$Q_{3C}=0$; $Q_3=-6$ Мвар;

$Q_{4C}=0$; $Q_4=-1{,}4$ Мвар;

$Q_{5C}=0$; $Q_5=-1{,}1$ Мвар.

Таким образом, дополнительная установка БК в сетях 380 В экономически невыгодна, так как их стоимость значительно превышает стоимость БК на 10 кВ.

Определяем мощность, передаваемую от СД,

$$Q_6=\frac{1500-488}{2\cdot102}=5 \text{ Мвар}.$$

Располагаемая реактивная мощность четырех СД по 3 200 кВт при $\beta=0{,}8$ и $\bar{U}=1$ (см. табл. 3-1)

$$Q_м=1{,}27\cdot4\cdot1{,}62=8{,}23 \text{ Мвар}.$$

Реактивная мощность двигателей, остающаяся в резерве, $Q_р=8{,}23-5=3{,}23$ Мвар (или 32% потребляемой реактивной мощности).

Мощность БК 10 кВ, присоединяемая к шинам подстанции, определяем из условия баланса реактивных мощностей в узле A:

$Q_0=0{,}4+6+1{,}4+1{,}1+1{,}4-5=5{,}3$ Мвар.

Полученные результаты указаны на рис. 6-8 (цифры без скобок).

Пример 6-8. Решить задачу выбора средств компенсации для данных примера 6-7 при условии, что в сетях, присоединенных к линии 110 кВ, установлены компенсирующие устройства и реактивные нагрузки, передаваемые от генератора в сеть 110 кВ, уменьшились соответственно с 10 до 4 и с 25 до 9 Мвар (реактивные нагрузки указаны на рис. 6-7 в скобках).

Удельные затраты на генерацию реактивной мощности на электростанции и ее передачу по линии 110 кВ уменьшаются:

$$З_{11г} = 70\left(\frac{51}{37,5} + \frac{2 \cdot 75,1 \cdot 13}{37,52 \cdot 1}\right) = 192 \text{ руб/Мвар};$$

$M = 13 \cdot 0,007 + 9 \cdot 0,032 = 0,379$ Мвар·Ом;

$З_{11} = 192 + 2 \cdot 70 \cdot 10 \cdot 0,379 = 720$ руб/Мвар.

Оптимальные значения реактивной мощности, передаваемой от генератора в узел A,

$$Q_1 = \frac{1500 - 720}{2 \cdot 55,5} = 7,03 \text{ Мвар}.$$

По условиям баланса присоединяемая к шинам A мощность БК

$Q_0 = 0,4 + 6 + 1,4 + 1,1 + 1,4 - 5 - 7,03 = -1,73$ Мвар.

Установка БК на шинах 10 кВ неэкономична, и следует принять $Q_0 = 0$.

Расчет необходимо повторить (см. порядок расчета разд. 5). По (5-11)

$$\lambda = \frac{2 \cdot 1,4 + \frac{720}{55,5} + \frac{2900}{1470} + \frac{2900}{84} + \frac{2900}{434} + \frac{2900}{350} + \frac{488}{102}}{\frac{1}{55,5} + \frac{1}{1470} + \frac{1}{84} + \frac{1}{434} + \frac{1}{350} + \frac{1}{102}} =$$

$$= 1580 \text{ руб/Мвар};$$

$$Q_1 = \frac{1580 - 720}{2 \cdot 55,5} = 7,79 \text{ Мвар};$$

$$Q_2 = \frac{1580 - 2900}{2 \cdot 1470} = -0,45 \text{ Мвар};$$

$$Q_3 = \frac{1580 - 2900}{2 \cdot 84} = -7,86 \text{ Мвар};$$

$Q_4 = -1,52$ Мвар; $Q_5 = -1,89$ Мвар; $Q_6 = 5,35$ Мвар.

Проверка правильности расчета:

$7,79 - 0,45 - 7,86 - 1,52 - 1,89 + 5,35 - 1,4 \approx 0$.

Дополнительная установка компенсирующих средств в сетях 380 В неэкономична. Следовательно, $Q_2 = 0,4$; $Q_3 = 6$; $Q_4 = 1,4$; $Q_5 = 1,1$.

Так как мощности Q_2, Q_3 ... выбраны по условию баланса реактивной мощности, а не по экономичности, то расчет следует повторить для значения реактивной нагрузки в узле A:

$$Q_A = 1,4 + 0,4 + 6 + 1,4 + 1,1 = 10,3 \text{ Мвар}.$$

Находим оптимальное распределение реактивной мощности между генератором электростанции и СД:

$$\lambda = \frac{2 \cdot 10{,}3 + \frac{720}{55{,}5} + \frac{488}{102}}{\frac{1}{55{,}5} + \frac{1}{102}} = 1\,380 \text{ руб/Мвар};$$

$$Q_1 = \frac{1380 - 720}{2 \cdot 55{,}5} = 5{,}95 \text{ Мвар};$$

$$Q_6 = \frac{1380 - 488}{2 \cdot 102} = 4{,}37 \text{ Мвар}.$$

Расчет выполнялся без учета дополнительных потерь реактивной мощности в трансформаторах и линий 110 кВ.

Для учета влияния этих потерь на распределение реактивной мощности между генератором и СД определяем величину γ и уточняем величину удельных затрат по (4-5), (4-4), (5-3) и (5-2):

$Mx = 13 \cdot 0{,}183 + 9 \cdot 0{,}11 = 3{,}37$ Мвар·Ом;

$X = 0{,}183 + 0{,}11 + 0{,}575 = 0{,}868$ Ом;

$\Delta Q = 2 \cdot 10 \cdot 3{,}37 \cdot 5{,}95 + 10 \cdot 0{,}869 \cdot 5{,}95^2 = 708$ квар;

$$\gamma = 1 + \frac{0{,}708}{5{,}95} = 1{,}12;$$

$З_{11} = 1{,}12 \cdot 720 + 2 \cdot 70 \cdot 10 \cdot 0{,}209 = 1\,100$ руб/Мвар;

$З_{21} = 1{,}12^2 \cdot 3{,}7 + 70 \cdot 10 \cdot 0{,}074 = 56{,}4$ руб/Мвар.

С учетом потерь реактивной мощности находим:

$$\lambda = \frac{2 \cdot 10{,}3 + \frac{1100}{56{,}4} + \frac{488}{102}}{\frac{1}{56{,}4} + \frac{1}{102}} = 1632 \text{ руб/Мвар};$$

$$Q_1 = \frac{1632 - 1100}{2 \cdot 56{,}4} = 4{,}7 \text{ Мвар}; \quad Q_6 = \frac{1632 - 488}{2 \cdot 102} = 5{,}6 \text{ Мвар}.$$

Результаты расчета указаны на рис. 6-8 в скобках.

Учет потерь в линии 110 кВ в трансформаторах привел к снижению оптимальной величины реактивной мощности, передаваемой от генератора, и увеличению мощности, генерируемой СД. Величина γ при этом несколько изменится, и для получения математически точного решения следует проделать еще несколько итераций. Для практических расчетов полученное решение можно признать достаточным.

Величина γ для распределительных сетей с достаточной для практических расчетов точностью может приниматься равной единице.

РАЗДЕЛ 7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУММАРНОЙ МОЩНОСТИ СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ В ГОРОДСКИХ И СЕЛЬСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ [Б-3, а]

Городские и особенно сельские распределительные сети 6—10 кВ отличаются большой разветвленностью.

Средства компенсации в таких сетях целесообразно устанавливать на стороне 380 В, так как при этом достигаются наибольший эффект снижения потерь электроэнергии и разгрузка всех элементов сети 6—10 кВ от реактивных нагрузок. Кроме того, при установке БК в сетях 380 В повышается качество напряжения в этих сетях.

В городских и сельских сетях требуются конденсаторные установки малой мощности, в основном 25—100 квар.

При выборе средств компенсации для таких сетей может быть применен упрощенный метод расчета.

Распределительная сеть заменяется эквивалентным активным сопротивлением с суммарной нагрузкой, присоединенной на конце. Величина эквивалентного сопротивления определяется из условия равенства потерь активной мощности (Ом) в эквивалентном сопротивлении и реальной сети

$$r_э = \frac{\Delta P}{a(P^2 + Q^2)}, \qquad (7\text{-}1)$$

где ΔP — суммарные потери активной мощности в распределительной сети и в обмотках трансформаторов, кВт;

P и Q — суммарные активная и реактивная нагрузки распределительной сети, МВт и Мвар.

Эквивалентное сопротивление позволяет определить оптимальную величину суммарной мощности БК в сети 380 В, которая должна распределяться следующим образом.

В первую очередь должны быть выделены установки, используемые для местного регулирования напряжения в сетях 380 В, в которых требуемое ГОСТ 13109—67 качество напряжения не может быть обеспечено регулированием напряжения в центрах питания распределительной сети.

Для определения мощности и мест размещения этих БК во ВНИИЭ была составлена программа для ЦВМ М-220. Программа зарегистрирована во Всесоюзном научно-техническом информационном центре под наименованием «Программа расчета регулирования напряжения (РНРС-1) и целесообразной компенсации реактивных нагрузок (КРМ-1) в распределительных сетях на ЦВМ М-220» (номер государственной регистрации 71012303, инвентарный номер Б196985).

Мощность остальных БК распределяется между присоединенными к сети 6—10 кВ промышленными, коммунальными и другими силовыми установками, а также в сети трансформаторов с осветительно-бытовой нагрузкой для компенсации реактивной мощности, потребляемой бытовыми приборами и газоразрядными лампами.

На силовых установках, работающих неполные сутки, БК должны снабжаться автоматическими устройствами, обеспечивающими включение и отключение конденсаторов в зависимости от величи-

ны потребляемого тока. Конденсаторы, предназначенные для компенсации реактивной мощности бытовых приборов и потерь холостого хода трансформаторов, должны быть включены круглосуточно.

Пример 7-1. От шин 10 кВ подстанции энергосистемы получает питание распределительная сеть городского района (рис. 7-1).

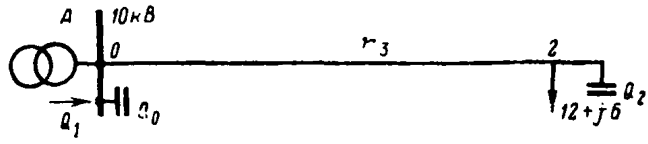

Рис. 7-1.

Удельные затраты:
для сетей системы
$З_{1э} = 1\,200$ руб/Мвар, $З_{2э} = 20$ руб/Мвар^2;
для БК 10 кВ
$З_0 = 670$ руб, $З_1 = 1\,500$ руб/Мвар;
для БК 380 В
$З_0 = 0$; $З_1 = 3000$ руб/Мвар.

Определить мощность БК, устанавливаемой на шинах 10 кВ подстанции системы, и суммарную мощность БК в сетях 380 В городского района при условии, что суммарные активные и реактивные нагрузки городского района составляют 12 МВт и 6 Мвар.

Рассмотреть варианты, когда потери активной мощности ΔP в распределительной сети 10 кВ города и в обмотках трансформаторов 10/04 кВ составляют 1; 5; 7,5%.

БК в сетях 380 В устанавливаются на шинах 380 В городских подстанций.

Решение. Выполняем расчет для варианта $\Delta P = 7{,}5\%$, или

$$\frac{12\,000 \cdot 7{,}5}{100} = 900 \text{ кВт}.$$

По (7-1)

$$r_э = \frac{900}{\frac{1000}{10^2}(12^2 + 6^2)} = 0{,}5 \text{ Ом}.$$

Определяем по (5-8) оптимальную величину реактивной мощности, передаваемой из системы,

$$Q_1 = \frac{1 \cdot 500 - 1200}{2 \cdot 20} = 7{,}5 \text{ Мвар}.$$

По условию баланса

$$Q_0 = 6 - 7{,}5 = -1{,}5 \text{ Мвар}.$$

Без учета потерь в распределительных сетях установка БК оказывается неэкономичной и следует принять $Q_0 = 0$.

По (4-6) и (5-2) определяем величину удельных затрат с учетом потерь в распределительной сети, принимая $C_0 = 60$ руб/кВт и $\gamma = 1$,

$$З_{2э} = 20 + 60 \cdot 10 \cdot 0{,}5 = 320 \text{ руб/Мвар}^2.$$

По (5-8) *определяем оптимальную величину* реактивной мощности, передаваемой из системы в распределительную сеть города при компенсации на стороне 380 В,

$$Q_1 = \frac{3000 - 1200}{2 \cdot 320} = 2{,}8 \text{ Мвар}.$$

Оптимальная величина суммарной мощности БК, устанавливаемой в распределительных сетях района города,

$$Q_2 = 6 - 2{,}8 = 3{,}2 \text{ Мвар}.$$

Результаты расчетов для всех вариантов сведены в табл. 7-1.

Таблица 7-1

Суммарные потери		$r_э$, Ом	Q_1	Q_2
%	кВт			
1	120	0,0668	6	0
5	600	0,334	4,1	1,9
7,5	900	0,5	2,8	3,2

Пример 7-2. От шин 10 кВ подстанции энергосистемы получает питание распределительная сеть города. Схема питания распределительных пунктов РП-1 и РП-2 города представлена на рис. 7-2.

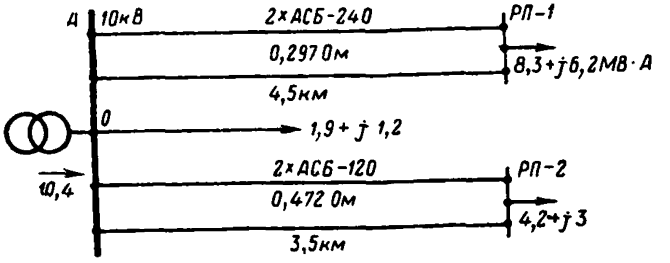

Рис. 7-2.

где указаны суммарные нагрузки сетей, получающих питание от шин подстанции и РП.

Выбрать средства компенсации, устанавливаемые на шинах подстанции системы и в сети 380 В, при условии, что определен-

ные специальным расчетом потери активной мощности в распределительных сетях (за вычетом потерь холостого хода трансформаторов) составляют соответственно:

$\Delta P_2 = 630$ кВт;
$\Delta P_3 = 120$ кВт;
$\Delta P_4 = 340$ кВт.

Удельные затраты для сетей системы $З_{1э} = 1\,100$ руб/Мвар; $З_{2э} = 17$ руб/Мвар^2. Удельные затраты на установку БК принимаются по данным примера 7-1: $C_0 = 60$ руб/квар; $a = 10$.

Решение По (7-1) определяем эквивалентные сопротивления распределительных сетей, получающих питание:

от шин РП-1

$$r_2 = \frac{630}{10\,(8{,}3^2 + 6{,}2^2)} = 0{,}59 \text{ Ом};$$

от шин 10 кВ подстанции

$$r_3 = \frac{120}{10\,(1{,}9^2 + 1{,}2^2)} = 2{,}38 \text{ Ом};$$

от шин РП-2

$$r_4 = \frac{340}{10\,(4{,}2^2 + 3^2)} = 1{,}28 \text{ Ом}.$$

Эквивалентные сопротивления с учетом линий, питающих РП-1 и РП-2,

$r_{э2} = 0{,}297 + 0{,}59 = 0{,}887$ Ом;
$r_{в3} = 2{,}38$ Ом; $r_{э4} = 0{,}472 + 1{,}28 = 1{,}75$ Ом.

Затраты на передачу реактивной мощности по линиям распределительной сети:

$З_{22} = 60 \cdot 10 \cdot 0{,}887 = 532$ руб/Мвар^2;
$З_{23} = 600 \cdot 2{,}38 = 1\,428$ руб/Мвар^2;
$З_{24} = 600 \cdot 1{,}75 = 1\,050$ руб/Мвар^2.

Расчет выполняем для двух вариантов — без учета и с учетом потерь в распределительных сетях города.

I. Потери в распределительных сетях не учитываются. Оптимальная величина реактивной мощности, передаваемой из сети системы,

$$Q_1 = \frac{1500 - 1100}{2 \cdot 17} = 11{,}7 \text{ Мвар}.$$

Мощность БК, устанавливаемых на подстанции

$$Q_0 = 6{,}2 + 1{,}2 + 3 - 11{,}7 = -1{,}3 \text{ Мвар}.$$

Установка БК на шинах подстанции без учета потерь оказывается неэкономичной. Из сети системы при этом передается мощность $Q_1 = 6{,}2 + 1{,}2 + 3 = 10{,}4$ Мвар.

II. Потери в распределительных сетях учитываются. Расчет выполняется по (5-11) и (5-10):

$$\lambda = \frac{\frac{1100}{17} + \frac{3000}{532} + \frac{3000}{1428} + \frac{3000}{1050}}{\frac{1}{17} + \frac{1}{532} + \frac{1}{1428} + \frac{1}{1050}} = 1207 \text{ руб/Мвар};$$

$$Q_1 = \frac{1207 - 1100}{2 \cdot 17} = 3{,}2 \text{ Мвар};$$

$$Q_2 = \frac{1207 - 3000}{2 \cdot 532} = -1{,}7 \text{ Мвар};$$

$$Q_3 = \frac{1207 - 3000}{2 \cdot 1428} = -0{,}63 \text{ Мвар};$$

$$Q_4 = \frac{1207 - 3000}{2 \cdot 1050} = -0{,}85 \text{ Мвар}.$$

Проверка точности расчета:

$$3{,}2 - 1{,}7 - 0{,}63 - 0{,}85 \approx 0.$$

Определяем суммарные мощности БК, устанавливаемых в распределительных сетях города (рис. 7-3):

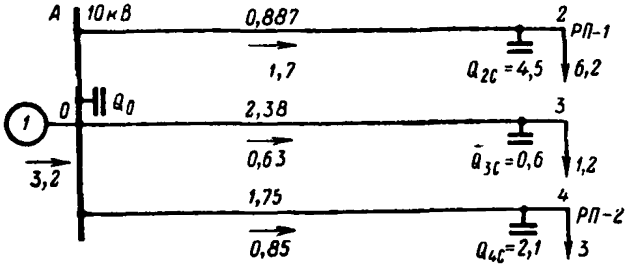

Рис. 7-3.

$Q_{2C} = 6{,}2 - 1{,}7 = 4{,}5$ Мвар;
$Q_{3C} = 1{,}2 - 0{,}63 \approx 0{,}6$ Мвар;
$Q_{4C} = 3 - 0{,}85 \approx 2{,}1$ Мвар.

Величина расчетных затрат на оплату потерь электроэнергии для варианта I

$$З_I = 1\,100 \cdot 10{,}4 + 17 \cdot 10{,}4^2 + 532 \cdot 6{,}2^2 + 1\,428 \cdot 1{,}2^2 + 1\,050 \cdot 3^2 = 45\,240 \text{ руб/Мвар}.$$

Затраты на оплату потерь и установку БК в распределительных сетях города (вариант II)

$$З_{II} = 1\,100 \cdot 3{,}2 + 17 \cdot 3{,}2^2 + 592 \cdot 1{,}7^2 + 1\,428 \cdot 0{,}63^2 + 1\,050 \cdot 0{,}85^2 + 3\,000\,(4{,}5 + 0{,}6 + 2{,}1) = 28\,160 \text{ руб/Мвар}.$$

Экономия затрат по варианту II

$$45\,240 - 28\,160 = 17\,080 \text{ руб } (38\%).$$

Пример 7-2 показывает, что выбор средств компенсации в узлах энергосистемы без учета снижения потерь при установке БК в распределительных сетях приводит к существенной ошибке.

Более точный расчет по выбору средств компенсации реактивной мощности в городских и сельских распределительных сетях с учетом конкретных параметров всей распределительной сети города или большого сельского района возможен только при помощи ЦВМ.

Во ВНИИЭ разработана методика и составлена «Программа расчета на ЦВМ М-220 суммарной мощности конденсаторных установок в городских и сельских распределительных электрических сетях 380 В», зарегистрированная во Всесоюзном научно-техническом информационном центре (номер государственной регистрации 71012303, инвентарный номер Б213541).

Программа позволяет определить оптимальную величину суммарной мощности БК, устанавливаемых в распределительной сети города или сельского района, с учетом снижения потерь электроэнергии не только в распределительной сети, но также и в питающей сети 35—220 кВ, если эта сеть радиальная и работает в разомкнутом режиме.

РАЗДЕЛ 8

РАЗМЕЩЕНИЕ КОНДЕНСАТОРНЫХ БАТАРЕЙ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В [Б-7]

А. Общие положения

В разд. 6 определялась суммарная мощность БК, устанавливаемых в сетях промышленных предприятий напряжением до 1 000 В. В цехах промпредприятия БК рекомендуется размещать у групповых распределительных пунктов, если окружающая среда допускает такую установку, т. е. нет опасности пожара или взрыва.

При круглосуточном режиме работы предприятия устанавливаемые у распределительных пунктов БК могут быть нерегулируемыми. Если же реактивная нагрузка цеха меняется в течение суток, то необходимо при снижении реактивной нагрузки часть БК отключать. Допускается отключение БК вручную, но предпочтительнее обеспечить автоматическое управление БК при помощи регулирующих устройств.

При использовании БК с несколькими регулируемыми секциями для целей регулирования напряжения или реактивной мощности БК со всеми ее секциями присоединяется в одной точке сети.

Выбор мощности БК должен производиться с учетом номенклатуры изготавляемых заводами комплектных конденсаторных установок.

Б. Электроснабжение радиальными линиями [Б-7]

На рис. 8-1 представлена схема питания распределительных пунктов цеха предприятия по радиальным линиям от шин главного распределительного щита при напряжении до 1 000 В. Ставится задача оптимального распределения суммарной мощности БК Q_C между различными пунктами сети.

Следует различать два случая:

1. Суммарная мощность всех БК больше суммы реактивных нагрузок всех распределительных пунктов

$$Q_C > \sum_{l=1}^{L} Q_l. \tag{8-1}$$

В этом случае к шинам A распределительного щита также должна быть присоединена БК и реактивные нагрузки всех радиальных линий определяются по (5-8). Так как удельные затраты для БК одинаковы, получим, что оптимальное решение соответствует случаю, когда протекающая по радиальным линиям реактивная нагрузка равна нулю. Этот результат вполне понятен — наибольший эффект снижения потерь электроэнергии в сети имеет место при полной компенсации ее реактивных нагрузок. Задача сводится к выбору для каждого распределительного пункта БК, мощность которой по возможности равна реактивной нагрузке этого пункта.

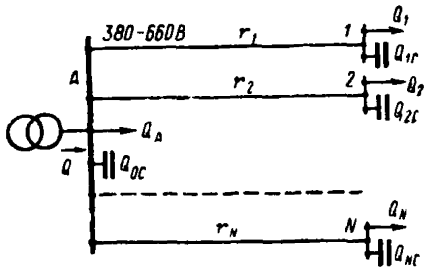

Рис. 8-1.

2. Суммарная мощность БК меньше или равна сумме реактивных нагрузок распределительных пунктов

$$Q_C \leqslant \sum_{l=1}^{L} Q_l. \tag{8-2}$$

В этом случае БК к шинам A не присоединяется и решение может быть получено по (5-11) и (5-10). Эти формулы могут быть значительно упрощены в связи с тем, что в нашем случае удельные затраты для всех БК одинаковы: $З_{11}=З_{12}=...=З_1$. Учитывая это условие и выполняя элементарные преобразования, получаем из (5-11) и (5-10) Q_l (Мвар):

$$Q_l = \frac{Q r_э}{r_l}, \tag{8-3}$$

где

$$r_э = \frac{1}{\sum_{l=1}^{L} \frac{1}{r_l}}. \tag{8-4}$$

Полученные общеизвестные формулы соответствуют случаю распределения реактивной мощности по линиям при их параллельном соединении.

При наличии источников с различными значениями удельных затрат такое параллельное соединение радиальных линий привело бы к ошибке, и для решения задачи следует пользоваться общими формулами (5-11) и (5-10).

Пример 8-1. На рис. 8-2 представлена схема радиальной сети 380 В с указанием реактивных нагрузок (в квар). Оптимальная величина суммарной мощности устанавливаемых БК Q_C = = 900 квар. Определить мощность БК, присоединяемых к шинам щита *А* и распределительных пунктов, при которой эффект снижения потерь в сети 380 В был бы максимальным. Шкала номинальных мощностей комплектных БК: 75, 150, 225, 450 квар.

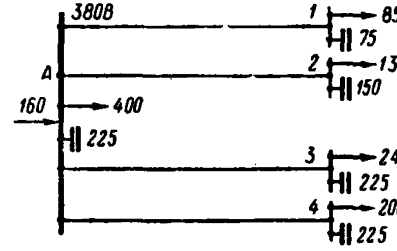

Рис. 8-2.

Р е ш е н и е. Проверяем выполнение условия (8-1):

$$900 > 85+135+240+200=660 \text{ квар.}$$

Условие (8-1) выполняется, и, следовательно, для каждого пункта следует подобрать комплектную БК, номинальная мощность которой возможно менее отличалась бы от нагрузки соответствующего распределительного пункта. Для пункта *1* устанавливаем БК мощностью 75 квар, для пункта *2* — 150 квар и т. д. Мощности БК указаны на рис. 8-2.

Мощность БК, присоединяемой к шинам щита *А*,

$$Q_{нс} = 900—75—150—225—225 = 225 \text{ квар.}$$

Пример 8-2. Определить мощности БК для схемы, представленной на рис. 8-3, на которой указаны сопротивления радиальных ли-

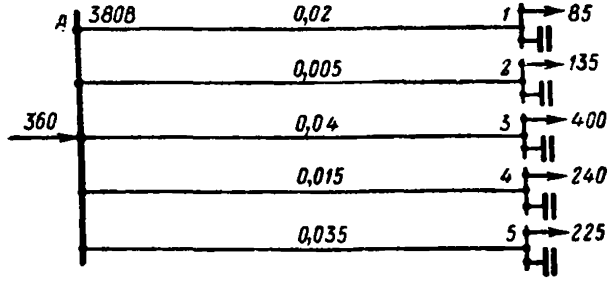

Рис. 8-3.

ний и реактивные нагрузки распределительных пунктов, если суммарная мощность БК Q_C = 700 квар.

Р е ш е н и е. Схема сети примера 8-3 отличается от схемы сети примера 8-2 лишь тем, что реактивная нагрузка 400 квар присоединяется не непосредственно к шинам щита, а к шинам распределительного пункта, получающего питание по радиальной линии.

Легко проверить, что в данном случае удовлетворяется условие (8-2) и к шинам *А* БК не присоединяется. Для решения задачи следует воспользоваться формулами (8-4) и (8-3).

Определяем эквивалентное сопротивление:

$$r_э = \frac{1}{\frac{1}{0{,}02} + \frac{1}{0{,}005} + \frac{1}{0{,}04} + \frac{1}{0{,}015} + \frac{1}{0{,}035}} = 0{,}0027 \text{ Ом}.$$

Оптимальное решение получается, если поступающая из сети 6—10 кВ мощность 360 квар будет распределена по радиальным линиям сети согласно (8-3):

$$Q_1 = \frac{360 \cdot 0{,}0027}{0{,}02} = 49 \text{ квар};$$

$$Q_2 = \frac{360 \cdot 0{,}0027}{0{,}005} = 194 \text{ квар}.$$

Так как к распределительному пункту *2* присоединяется реактивная нагрузка 135 квар, то следует принять $Q_2 = 135$ квар.

Это указывает, что установка БК у РП-2 неэкономична. Условие оптимального распределения мощности БК для РП-1, РП-3 — РП-5 нарушается, так как фактическая нагрузка $Q_2 = 135$ квар значительно отличается от расчетной (194 квар).

Расчет необходимо повторить для оставшихся РП:

$$r_э = \frac{1}{\frac{1}{0{,}02} + \frac{1}{0{,}04} + \frac{1}{0{,}015} + \frac{1}{0{,}035}} = 0{,}00587 \text{ Ом};$$

$$Q_1 = \frac{(360 - 135) \cdot 0{,}00587}{0{,}02} = 66 \text{ квар};$$

$$Q_3 = \frac{1{,}32}{0{,}04} = 33 \text{ квар};$$

$$Q_4 = \frac{1{,}32}{0{,}015} = 88 \text{ квар};$$

$$Q_5 = \frac{1{,}32}{0{,}035} = 38 \text{ квар}.$$

Расчетные величины мощностей БК, устанавливаемых у РП-1, РП-3 — РП-5:

$Q_{1c} = 85 - 66 = 19$ квар;
$Q_{3c} = 400 - 33 = 367$ квар;
$Q_{4c} = 240 - 88 = 152$ квар;
$Q_{5c} = 225 - 38 = 187$ квар.

Учитывая шкалу номинальных мощностей БК, принимаем:

$Q_{1c} = 0$; $Q_{3c} = 450$ квар;

$Q_{4C} = 150$ квар; $Q_{5C} = 150$ квар.
Суммарная мощность БК
$Q_C = 450 + 150 + 150 = 750$ квар.

В. Электроснабжение токопроводом с ответвлениями [Б-7]

На рис. 8-4 представлена схема сети напряжением до 1 000 В, выполненной токопроводом с ответвлениями. Ставится задача оптимального распределения заданной суммарной мощности БК между присоединенными к токопроводу распределительными пунктами.

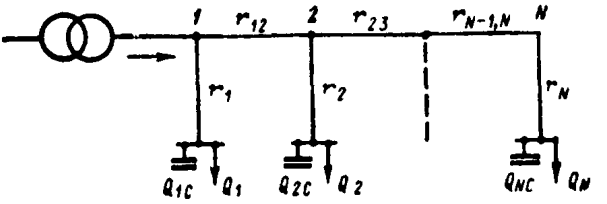

Рис. 8-4.

Здесь следует различать два случая:

1. Длина ответвлений от токопровода невелика и потерями электроэнергии в этих ответвлениях можно пренебречь по сравнению с потерями в значительно более нагруженных участках токопровода.

В данном случае наибольшее снижение потерь электроэнергии в токопроводе будет иметь место при установке БК в наиболее его удаленных пунктах. БК следует размещать, начиная с наиболее удаленного РП, соблюдая при этом требование, чтобы реактивные нагрузки участков токопровода были наименьшими.

2. Длина ответвлений от токопровода значительна и сопротивления этих ответвлений должны учитываться.

В данном случае сеть должна быть последовательно эквивалентирована согласно (8-4), начиная с конца токопровода. Так как каждый раз последовательно складываются только два сопротивления, удобнее пользоваться формулой сложения двух параллельно соединенных сопротивлений, (Ом), вытекающей из (8-4),

$$r_{912} = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2}. \qquad (8\text{-}5)$$

Когда эквивалентирование всей сети будет закончено, распределение реактивных нагрузок по участкам токопровода и ответвлениям рассчитывается по (8-3), что позволяет определить оптимальную мощность БК, присоединяемых к шинам РП.

Пример 8-3. На рис. 8-5 представлена схема токопровода с указанием реактивных нагрузок (в квар). Определить мощность БК, присоединяемых в точках *1*, *2*, *3* и *4*, если $Q_C = 770$ квар и сопротивлением ответвлений можно пренебречь. Шкалу номинальных мощностей БК принять по данным примера 8-1.

Р е ш е н и е. Устанавливаем в точке *4* БК мощностью 150 квар. Тогда на участке *3—4* токопровода будет протекать реактивная нагрузка в направлении точки *4*, равная 20 квар. В точке *3* также следует установить БК 150 квар и т. д. Мощности БК и нагрузки участков токопровода указаны на рис. 8-4.

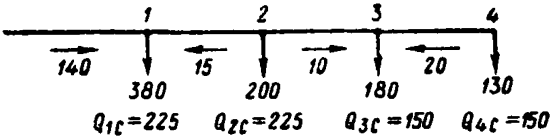

Рис. 8-5.

Суммарная мощность устанавливаемых БК

$$Q_C=225+225+150+150=750 \text{ квар}$$

несколько отличается от расчетной величины. Такое отличие почти всегда будет иметь место, так как мощность БК не может быть выбрана произвольной, но должна округляться до стандартных значений.

Пример 8-4. На рис. 8-6 представлена схема токопровода с ответвлениями к распределительным пунктам. Сопротивления участ-

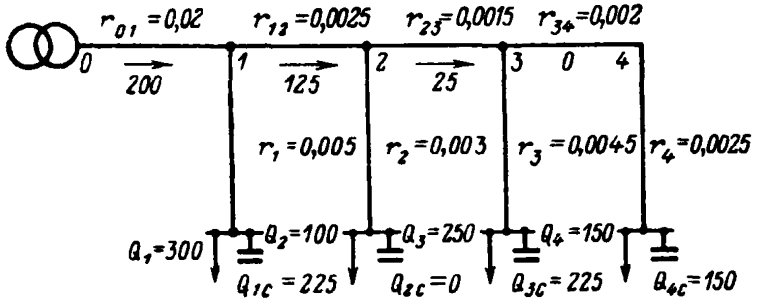

Рис. 8-6.

ков сети и реактивные нагрузки указаны на рисунке. Определить мощности БК, если $Q_C=600$ квар.

Р е ш е н и е. Последовательно определяем эквивалентные сопротивления сети:

относительно точки *3*

$$r_{э3}=\frac{(0{,}002+0{,}0025)\cdot 0{,}0045}{(0{,}002+0{,}0025)+0{,}0045}=0{,}00225 \text{ Ом};$$

относительно точки *2*

$$r_{э2}=\frac{(0{,}0015+0{,}00225)\cdot 0{,}003}{(0{,}0015+0{,}00225)+0{,}003}=0{,}00167 \text{ Ом};$$

относительно точки *1*

$$r_{91} = \frac{(0{,}0025 + 0{,}00167)\cdot 0{,}005}{(0{,}0025 + 0{,}00167) + 0{,}005} = 0{,}00227 \text{ Ом}.$$

Реактивная нагрузка на участке токопровода *0 — 1*

$$Q_{01} = 300 + 100 + 250 + 150 - 600 = 200 \text{ квар}.$$

Определяем реактивную нагрузку, передаваемую по ответвлению *1*, из (8-3):

$$Q_1 = \frac{2000\cdot 0{,}00227}{0{,}005} = 91 \text{ квар}.$$

Мощность БК, присоединяемой к пункту *1*, $Q_1 = 300 - 91 = 209$ квар.

Устанавливаем БК мощностью 225 квар. Тогда в ответвлении *1* будет протекать мощность $Q_1 = 300 - 225 = 75$ квар и на участке *1—2* токопровода $Q_{12} = 200 - 75 = 125$ квар.

Реактивная нагрузка в ответвлении *2*

$$Q_2 = \frac{125\cdot 0{,}00167}{0{,}003} = 70 \text{ квар}.$$

Мощность БК, присоединяемой к шинам РП-2, $Q_{2C} = 100 - 70 = 30$ квар.

Принимаем $Q_{2C} = 0$. Последовательно получаем $Q_{23} = 125 - 100 = 25$ квар; $Q_3 = 25\cdot 0{,}0027/0{,}0045 = 15$ квар; $Q_{3C} = 250 - 15 = 235$ квар; принимаем $Q_{3C} = 225$ квар; $Q_3 = 25$ квар; $Q_{34} = 0$; $Q_{4C} = 150$ квар.

Окончательное распределение реактивных нагрузок по участкам сети указано на рис. 8-6.

Г. Выбор точки присоединения одной БК к токопроводу в сети до 1000 В [Б-7]

Рассмотрим случай, когда по условию регулирования реактивной мощности устанавливается БК, мощность которой выбирается равной суммарной мощности всех средств компенсации и она должна быть присоединена в одной точке токопровода с равномерно распределенной нагрузкой (рис. 8-7). Оптимальное расстояние (м) точки присоединения БК к токопроводу от трансформатора определяется по формуле

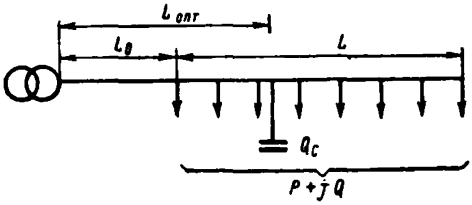

Рис. 8-7.

$$L_0 = L_0 + \left(1 - \frac{Q_C}{2Q}\right) L, \qquad (8\text{-}6)$$

где Q_C — мощность БК, квар;
Q — суммарная реактивная нагрузка токопровода, квар;
L_0 — длина магистральной части токопровода, м;
l — длина распределительной части токопровода, м.

Пример 8-5. Нагрузка цеха промышленного предприятия присоединяется к токопроводу и распределена равномерно на длине токопровода $L=100$ м. Длина магистральной части токопровода $L_0=130$ м (рис. 8-8).

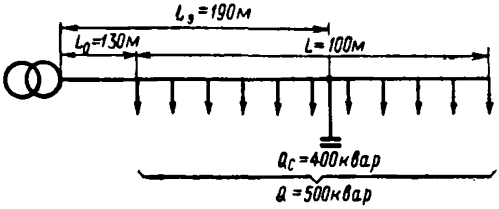

Рис. 8-8.

Суммарная потребляемая реактивная мощность $Q=500$ квар.

Определить расстояние $L_э$ от трансформатора до пункта присоединения БК мощностью $Q_C=400$ квар, исходя из условия минимума потерь активной мощности в токопроводе.

Решение. Определяем по (8-6)

$$L_э = 130 + \left(1 - \frac{400}{2 \cdot 500}\right) \cdot 100 = 190 \text{ м}.$$

Пример 8-6. Четыре небольших предприятия питаются по одной ВЛ 6 кВ. Реактивные нагрузки 380 В этих предприятий и сопротивления отдельных участков сетей 6 кВ и 380 В показаны на рис. 8-9.

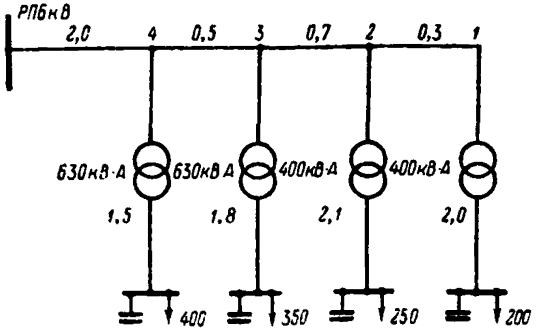

Рис. 8-9.

Распределить конденсаторы в сетях 380 В, если суммарная реактивная нагрузка 1 200 квар и по заданию энергосистемы из сети системы передается мощность $Q_э=200$ квар.

Решение. Эквивалентные сопротивления по (8-5):

в узле *2*

$$r_{э2} = \frac{2{,}1(2+0{,}3)}{2{,}1+2{,}3} = 1{,}1 \text{ Ом}$$

в узле *3*

$$r_{э3} = \frac{1{,}8(1{,}1+0{,}7)}{1{,}8+1{,}8} = 0{,}9 \text{ Ом}$$

в узле *4*

$$r_{э4} = \frac{1{,}5(0{,}9+0{,}5)}{1{,}5+1{,}41} = 0{,}73 \text{ Ом}$$

Реактивная мощность, передаваемая в отдельные узлы и мощность конденсаторов, которые необходимо устанавливать в этих узлах, определяем по (8-3):

в узле 4

$$Q_4 = \frac{200 \cdot 0{,}73}{1{,}5} \approx 97 \text{ квар.}$$

так что в этом узле должна быть скомпенсирована мощность 400—97 = 303 квар. Устанавливаются две БК по 150 квар. Остается нескомпенсированной мощность 100 квар;

в узле 3

$$Q_3 = \frac{100 \cdot 0{,}9}{1{,}8} \approx 51 \text{ квар.}$$

так что в этом узле должны быть скомпенсированы 350—51 = =299 квар. Устанавливается батарея конденсаторов 2×150 = =300 квар, остаются нескомпенсированными 50 квар;

в узле *2*

$$Q_2 = \frac{50 \cdot 1{,}1}{2{,}1} \approx 26 \text{ квар.}$$

так что в этом узле должны быть скомпенсированы 250—26 = = 224 квар. Устанавливается батарея конденсаторов 225 квар.

Всего в узлах *4, 3, 2* устанавливаются конденсаторы

300+300+225=825 квар,

так что в узле *1* должны быть установлены 1 000 — 825 = 175 квар. Устанавливается БК 150 квар.

Пример 8-7. Проверить экономическую целесообразность установки на шинах РП 6 кВ конденсаторной батареи для схемы примера 8-6 при следующих данных:

БК 6 кВ

$З_{11} = 1\,600$ руб/Мвар; $З_{01} = 670$ руб.;

БК 380 В

$З_{10} = 2900$ руб/Мвар; $З_{00} = 0$;

$C_0 = 50$ руб/кВт.

Решение. Так как эквивалентное сопротивление сети 6 кВ относительно точки 4 $r_{э4} = 0{,}73$ Ом, получаем расчетную схему представленную на рис. 8-10.

Затраты на передачу реактивной мощности от шин 6 кВ РП в сеть 380 В трансформаторных подстанций $З_{21} = 50 \cdot \frac{1000}{6^2} \cdot 2{,}73 =$ $= 3\,790$ руб/Мвар[2].

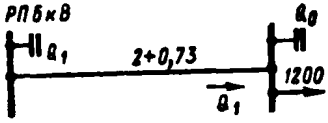

Рис. 8-10.

Оптимальная величина мощности БК 6 кВ

$$Q_1 = \frac{2900 - 1600}{2 \cdot 3790} = 0{,}17 \text{ Мвар}.$$

По заданию энергосистемы (см. пример 8 6) оптимальная величина передаваемой из системы реактивной мощности $Q_э = 200$ квар, так как расчетная мощность БК 6 кВ 170 квар < 200 квар, то установка БК 6 кВ оказывается неэкономичной.

РАЗДЕЛ 9

РАЗЛИЧНЫЕ ЗАДАЧИ

А. Выбор мощности БК при поэтапном развитии предприятия [Б-2]

При поэтапном изменении потребляемой предприятием реактивной мощности выбор мощности БК для каждого этапа развития должен определяться самостоятельно.

Это объясняется тем, что установка дополнительных конденсаторных батарей при увеличении нагрузки со временем не связана с необходимостью реконструкции сети или подстанции и экономически нецелесообразно устанавливать БК на первом этапе развития электроустановки с расчетом на уровень потребления реактивной мощности, который будет достигнут лишь в последующие этапы.

Пример 9-1. Потребление реактивной мощности для промышленного предприятия на пятилетний срок его развития приведено ниже.

Этап развития предприятия	1	2	3	4	5
Потребляемая реактивная мощность, Мвар	8	12	20	25	30

Определить экономичную мощность БК, устанавливаемых по годам развития предприятия, при следующих условиях: эквивалентное сопротивление внешней сети $R = 0{,}1$ Ом; номинальное напряжение сети $U_н = 10$ кВ; стоимость потерь активной мощности $C_0 = 60$ руб/кВт; удельные расчетные затраты на установку БК $З_{10} = 1\,600$ руб/Мвар.

Решение. По (4-3) и (4-6) величина удельных затрат на передачу реактивной мощности из системы:

$$З_{1п} = 0; \quad З_{2п} = 60 \cdot \frac{1000}{10^2} \cdot 0,1 = 60 \text{ руб/Мвар}^2$$

По (4-6) реактивная мощность, передаваемая из системы,

$$Q_1 = \frac{1600 - 0}{2 \cdot 60} = 13,3 \text{ Мвар}.$$

Мощность БК по годам развития:

$$Q_{1с} = 8 - 13,3 = -5,3 \text{ Мвар};$$
$$Q_{2с} = 12 - 13,3 = -1,3 \text{ Мвар};$$
$$Q_{3с} = 20 - 13,3 = 6,7 \text{ Мвар},$$
$$Q_{4с} = 25 - 13,3 = 11,7 \text{ Мвар};$$
$$Q_{5с} = 30 - 13,3 = 16,7 \text{ Мвар}.$$

Таким образом, в первые два этапа развития установка БК неэкономична и реактивная мощность должна передаваться из системы.

Б. Выбор средств компенсации реактивной мощности с учетом влияния напряжения сети [Б-8]

Напряжение сети, к которой присоединены источники реактивной мощности, оказывает существенное влияние на технико-экономические показатели их работы. Зависимость генерируемой БК мощности и удельных расчетных затрат на их установку от напряжения сети учтена формулами (3-6) и (3-7). Располагаемая реактивная мощность СД, как это видно из табл. 3-1, весьма существенно зависит от напряжения на зажимах двигателей.

Расчетные реактивные нагрузки сети также зависят от напряжения сети. Таким образом, при определении расчетных реактивных нагрузок сети напряжение сети должно приниматься во внимание.

Влияние напряжения на величину реактивной мощности может быть учтено умножением значения реактивной нагрузки при номинальном напряжении сети на коэффициент

$$K_u = 1 + 0,01qV, \qquad (9\text{-}1)$$

где q — регулирующий эффект реактивной нагрузки по напряжению, %;

V — отклонение напряжения сети от номинального, %.

Регулирующий эффект реактивной нагрузки зависит от напряжения; для напряжения сети ниже номинального он меньше, для напряжения сети выше номинального — больше.

В практических расчетах для асинхронных двигателей значение величины q можно принимать приближенно в среднем в пределах 2—3%. Меньшие значения соответствуют более крупным двигателям и напряжению сети ниже номинального. Указаны лишь средние значения регулирующего эффекта; для конкретных случаев могут быть отклонения как в большую, так и в меньшую сторону.

Пример 9-2. Реактивная нагрузка цеха промышленного предприятия при номинальном напряжении сети 6 кВ составляет 2,6 Мвар. Для ее компенсации используется синхронный двигатель, работающий с коэффициентом загрузки $\beta = 0,7$, для которого $Q_н = 2$ Мвар; $З_1 = 220$ руб/Мвар и $З_2 = 90$ руб/Мвар^2.

Определить величину затрат на компенсацию реактивной мощности для напряжения сети $\overset{\circ}{U} = 0{,}95$, 1 и 1,05, если регулирующий эффект реактивной мощности при напряжении 0,95 составляет 2% и при напряжении 1,05—3%.

Решение. По (9-1) определяем величину K_u при напряжении $\overset{\circ}{U} = 0{,}95$

$$K_{0,95} = 1 + 0{,}01 \cdot 2 \cdot (-5) = 0{,}9$$

и при напряжении $\overset{\circ}{U} = 1{,}05$

$$K_{1,05} = 1 + 0{,}01 \cdot 3 \cdot 5 = 1{,}15.$$

Реактивная нагрузка цеха при напряжении $\overset{\circ}{U} = 0{,}95$

$$Q_{0,95} = 0{,}9 \cdot 2{,}6 = 2{,}34 \text{ Мвар}$$

и при напряжении $\overset{\circ}{U} = 1{,}05$

$$Q_{1,05} = 1{,}15 \cdot 2{,}6 = 3 \text{ Мвар}.$$

Расчетные затраты на компенсацию:
при $\overset{\circ}{U} = 0{,}95$

$$З_{0,95} = 220 \cdot 2{,}34 + 90 \cdot 2{,}34^2 = 1\,010 \text{ руб. (86\%)};$$

при $\overset{\circ}{U} = 1$

$$З_1 = 220 \cdot 2{,}6 + 90 \cdot 2{,}6^2 = 1\,180 \text{ руб. (100\%)};$$

при $\overset{\circ}{U} = 1{,}05$

$$З_{1,05} = 220 \cdot 3 + 90 \cdot 3^2 = 1\,470 \text{ руб. (125\%)}.$$

Располагаемая реактивная мощность двигателя (см. табл. 3-1):
при $\overset{\circ}{U} = 0{,}95$

$$Q_м = 1{,}45 \cdot 2 = 2{,}9 \text{ Мвар};$$

при $\overset{\circ}{U} = 1$

$$Q_м = 1{,}33 \cdot 2 = 2{,}66 \text{ Мвар};$$

при $\overset{\circ}{U} = 1{,}05$

$$Q_м = 1{,}17 \cdot 2 = 2{,}34 \text{ Мвар}.$$

При напряжении сети $\overset{\circ}{U} = 1{,}05$ двигатель не может полностью обеспечить компенсацию реактивной нагрузки цеха из-за ограничения по располагаемой реактивной мощности.

8. Выбор режима работы источников реактивной мощности [А-10, Б-3, б, Б-4, г]

Выбор режима работы источников должен производиться при проектировании и уточняться при эксплуатации. При проектировании это необходимо для выбора типа и количества регулирующих устройств и другого оборудования, обусловленного использованием источников реактивной мощности для регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности. При эксплуатации следует обеспечить оптимальное использование имеющегося оборудования с учетом фактической величины нагрузок.

Ниже излагаются основные положения выбора режима работы источников реактивной мощности при их использовании для повышения экономичности работы сети.

Выбор мощности нерегулируемых источников должен производиться с учетом следующих условий:

суммарная мощность таких источников не должна превышать величину потребляемой мощности в часы наименьшей нагрузки энергосистемы (т. е. реактивная мощность не должна передаваться от абонента в сеть системы);

при отсутствии других источников эта мощность не должна значительно отличаться от расчетной мощности, определенной из условия экономичности;

в течение суток генерируемая мощность должна не менее чем на 80—90% совпадать с графиком потребляемой реактивной мощности.

На рис. 9-1 представлен график потребления реактивной мощности для трехсменного промышленного предприятия. Пунктирной

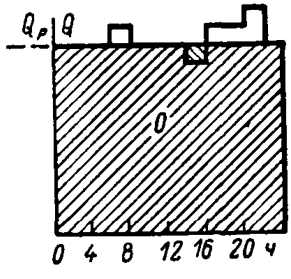

Рис. 9-1.

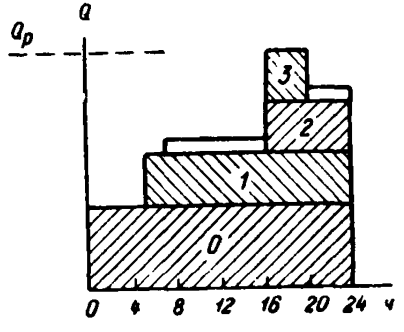

Рис. 9-2.

линией отмечена величина генерируемой источником мощности, при которой достигаются условия экономичности.

В данном случае суммарную мощность постоянно включенных источников реактивной мощности следует выбрать равной расчетной мощности. При этом, как видно из графика, все три перечисленных выше условия будут соблюдены.

Для промышленного предприятия, график потребляемой реактивной мощности которого представлен на рис. 9-2, следует некоторые источники использовать как нерегулируемые с круглосуточным режимом работы (заштрихованный прямоугольник с цифрой нуль в центре) и другие снабдить регулирующими устройствами.

Мощность нерегулируемых источников реактивной мощности определяется высотой заштрихованного прямоугольника с цифрой нуль. Остальные источники должны регулироваться по величине реактивной мощности или реактивной составляющей тока так, чтобы обеспечить наиболее целесообразную компенсацию реактивной мощности в переменной части графика реактивных нагрузок предприятия.

На рис. 9-3 представлен случай электроустановки с неравномерным потреблением реактивной мощности в течение суток. Здесь целесообразно все средства компенсации снабдить регулирующими устройствами.

На рис. 9-4 приведен график реактивной нагрузки небольшого односменного коммунального предприятия. В данном случае можно рекомендовать использование компенсирующего устройства постоянной мощности (в большинстве случаев БК), которое должно включаться на время работы предприятия.

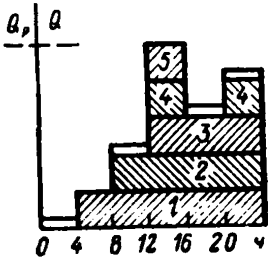

Рис. 9-3.

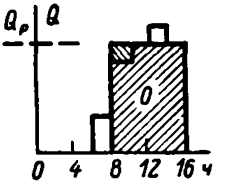

Рис. 9-4.

Всегда должно обеспечиваться отключение нерегулируемых компенсирующих устройств в дни и часы, когда предприятие не работает. Например, если для предприятия, график реактивной нагрузки которого представлен на рис. 9-4, предусмотрена установка БК, то она должна включаться в 8 и отключаться в 16 ч.

Нерегулируемые источники реактивной мощности в нерабочие дни и часы предприятия должны включаться и отключаться автоматически или вручную.

Число секций БК, регулируемой по величине реактивной мощности или реактивной составляющей реактивного тока, следует выбирать в зависимости от характера графика потребляемой реактивной мощности.

Для графика, представленного на рис. 9-2, достаточно трех секций, с помощью которых будет обеспечена почти полная компенсация потребляемой реактивной мощности.

Если график реактивной нагрузки более неравномерен (рис. 9-3), то число секций должно быть увеличено (в данном случае число секций принято равным пяти).

Во многих случаях оказывается достаточным для регулирования мощности БК ограничиться тремя-четырьмя секциями для электроустановок, отличающихся значительной неравномерностью потребления реактивной мощности по часам суток, число секций можно увеличить до пяти-шести. Дальнейшее увеличение числа секций БК не рекомендуется, так как это усложняет и удорожает установку. Применение БК с числом секций более шести должно оправдываться технико-экономическим расчетом.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица II-1

Ежегодные отчисления в процентах от капитальных вложений

Наименование	Нормативный коэффициент эффективности $E_н$	Отчисления на амортизацию $E_а$	Расходы на обслуживание $E_о$	Суммарные ежегодные отчисления E, %
Воздушные линии				
На металлических и железобетонных опорах напряжением до 22 кВ	12	3,5	0,3	15,8
На металлических и железобетонных одноцепных опорах напряжением:				
35—150 кВ	12	2,8	0,4	15,2
220 кВ и выше	12	2,2	0,36	14,56
На металлических и железобетонных двухцепных опорах напряжением:				
35—150 кВ	12	2,8	0,3	15
220 кВ и выше	12	2,24	0,36	14,6
На металлических и железобетонных одноцепных опорах в местности с загрязненной атмосферой напряжением:				
35—150 кВ	12	2,8	0,9	15,7
220 кВ и выше	12	2,2	0,8	15,0
На металлических и железобетонных двухцепных опорах в местности с загрязненной атмосферой напряжением:				
35—150 кВ	12	2,8	0,8	15,6
220 кВ и выше	12	2,2	0,7	14,9
На одноцепных опорах из пропитанной древесины напряжением:				
до 22 кВ	12	5,3	0,5	17,8
35—150 кВ	12	5,3	0,5	17,8
220 кВ и выше	12	4,25	0,5	16,75
На одноцепных опорах из пропитанной древесины в местности с загрязненной атмосферой напряжением:				
35—150 кВ	12	5,3	1	18,3
220 кВ и выше	12	4,2	0,9	17,1

Продолжение табл. П-1

Наименование	Нормативный коэффициент эффективности $E_н$	Отчисления на амортизацию $E_а$	Расходы на обслуживание $E_о$	Суммарные ежегодные отчисления E, %
На опорах из непропитанной древесины напряжением:				
до 22 кВ	12	8,3	0,5	20,8
35—150 кВ	12	6,6	0,5	19,1
Кабельные линии				
Проложенные на земле и под водой напряжением:				
до 10 кВ	12	3	1,5	16,5
35 кВ	12	4,1	2	18,1
110—220 кВ	12	2,25	2	16,25
Проложенные в помещении напряжением:				
до 10 кВ	12	2,4	2	16,4
35 кВ	12	3,3	2	17,3
Силовое электрооборудование, распределительные устройства и подстанции напряжением:				
до 20 кВ	12	6,3	4	22,3
35—110 кВ	12	6,3	3	21,3
220 кВ и выше	12	6,3	2	20,3
Электродвигатели				
Работа в одну смену, мощность:				
до 100 кВт	12	9,46	3,5	24,96
свыше 100 кВт	12	6,68	3	21,68
Работа в две смены, мощность:				
до 100 кВт	12	10,2	4	26,2
свыше 100 кВт	12	7,4	3,5	22,9
Работа в три смены, мощность:				
до 100 кВт	12	10,94	6	27,94
свыше 100 кВт	12	8,12	4,5	24,62
Регулирующие приборы и устройства	12	12	3	27,0

Таблица П-2

Основные технические данные синхронных двигателей СДН напряжением 6 кВ, $\cos\varphi = 0{,}9$

Частота вращения, об/мин	Номинальная мощность		К. п. д. %	Величины, кВт	
	активная кВт	реактивная квар		D_1	D_2
1000	1 000	511	95,37	5,09	3,99
	1 250	633	95,95	4,74	4,42
	1 600	812	95,75	6,65	6,8
	2 000	1010	96,06	8,06	7,53
	2 500	1260	96,5	8,13	7,74
	3 200	1610	96,75	10,3	8,91
	4 000	2000	96,43	14,1	11,8
	5 000	2500	96,9	13,8	11,5
	6 300	3150	97,22	14,6	13,1
750	800	407	94,86	4,9	4,57
	1 000	511	95,61	4,37	4,96
	1 250	637	94,84	7,73	7,29
	1 600	812	95,77	7,22	7,33
	2 000	1010	96,12	8,08	6,98
	2 500	1265	95,85	11,2	10,2
	3 200	1615	96,56	10,1	10,5
	4 000	2010	96,8	11,0	11,4
	5 000	2510	96,53	17,2	15,2
	6 300	3150	96,94	18,1	14,8
	8 000	3980	97,22	20,3	18,1
	10 000	5000	97,4	23,5	21,0
600	630	325	93,98	5,6	4,06
	800	410	94,65	5,76	4,63
	1 000	511	94,68	7,66	5,38
	1 250	637	95,16	7,54	6,56
	1 600	812	95,78	7,79	6,99
	2 000	1010	95,66	10,7	8,68
	2 500	1265	96,22	10,9	8,46
	3 200	1615	96,58	11,6	10,5
	4 000	2010	96,67	12,9	12,7
	5 000	2510	97,06	14,6	11,7
	6 300	3150	97,24	17,1	14,4
	8 000	4000	96,94	22,3	20,1
	10 000	5000	97,26	22,7	22,1
500	400	209	92,66	3,88	2,97
	500	257	93,45	5,05	3,63
	630	327	93,82	5,16	4,72
	800	412	94,15	6,48	5,54
	1 000	511	94,89	6,61	5,88
	1 250	637	94,78	8,44	6,09
	1 600	816	95,39	8,63	7,61
	2 000	1020	95,95	9,22	8,29
	2 500	1265	95,79	11,5	9,36

Продолжение табл. П-2

Частота вращения, об/мин	Номинальная мощность		К. п. д., %	Величины, кВт	
	активная, кВт	реактивная, квар		D_1	D_2
	3 200	1615	96,29	10,2	11,7
	4 000	2010	96,6	11,3	13,2
	5 000	2520	96,37	20,0	14,9
	6 300	3160	96,79	21,0	16,3
	8 000	3990	97,18	18,1	18,5
	10 000	5000	97,43	20,6	22,5
375	320	170	90,12	4,76	4,1
	400	211	91,45	5,31	4,27
	500	262	92,75	5,52	4,23
	630	327	93,2	6,64	4,91
	800	415	93,85	7,07	5,25
	1 000	515	94,08	8,3	6,55
	1 250	642	94,8	8,43	7,07
	1 600	821	94,94	12,1	7,56
	2 000	1020	95,36	11,9	10,4
	2 500	1270	95,8	12,5	11,8
	3 200	1615	95,59	17,5	12,2
	4 000	2020	96,12	17,6	13,4
300	320	172	90,15	4,64	4,6
	400	211	91,18	5,13	5,08
	500	264	91,7	5,81	5,39
	630	330	92,66	6,68	5,46
	800	416	93,32	7,76	6,0
	1 000	519	93,22	9,6	7,7
	1 250	646	94,05	9,87	8,25
	1 600	821	94,79	10,8	9,15
	2 000	1020	95,08	13,4	9,85
	2 500	1270	95,38	15,3	10,7
	3 200	1630	95,9	16,9	11,8
	4 000	2020	96,31	18,2	13,0
250	320	172	89,1	5,78	4,22
	400	214	90,9	5,83	4,34
	500	264	92,18	6,14	4,58
	630	331	92,83	6,86	5,45
	800	418	93,17	8,5	6,3
	1 000	520	93,37	10,0	7,19
	1 250	646	94,2	10,3	8,21
	1 600	825	93,77	14,6	10,4
	2 000	1025	94,51	16,0	10,4
	2 500	1270	95,23	15,9	11,7
	3 200	1630	95,41	16,7	15,4
	4 000	2030	95,71	20,8	16,3
187	320	174	89,25	5,19	4,72
	400	216	90,2	5,97	5,38
	500	266	91,6	6,57	5,29

Продолжение табл. П-2

Частота вращения, об/мин	Номинальная мощность		К. п. д., %	Величины, кВт	
	активная, кВт	реактивная, квар		D_1	D_2
	630	334	92,34	6,27	6,91
	800	423	92,08	11,1	7,29
	1 000	524	92,76	11,5	8,31
	1 250	650	93,76	12,1	8,4
167	320	175	88,68	6,65	4,18
	400	216	90,03	7,64	4,25
	500	268	91,3	8,07	4,7
	630	336	91,1	9,73	7,14
	800	423	91,68	10,5	8,30
	1 000	523	92,86	11,3	8,31
	1 250	655	93,69	11,4	9,65
150	320	181	86,55	6,26	6,93
	400	220	89,6	6,22	6,12
	500	268	91,24	6,53	5,9
100	800	430	90,53	12,9	10,3
	1 000	532	91,55	15,3	10,6
	1 250	660	91,55	21,0	11,9
	1 600	838	92,54	21,5	12,1
	2 000	1040	93,6	20,7	13,9
	2 500	1290	94,24	19,6	19,2

Таблица П-3

Основные технические данные синхронных двигателей СДН напряжением 10 кВ, $\cos\varphi=0,9$

Частота вращения, об/мин	Номинальная мощность		К. п. д., %	Величины, кВт	
	активная, кВт	реактивная, квар		D_1	D_2
1000	1250	645	94,45	6,77	6,98
	1600	817	95,08	7,58	7,56
	2000	1010	95,73	8,39	7,2
	2500	1265	96,07	9,2	8,93
	3200	1620	95,95	11,3	11,0
	4000	2010	96,43	10,6	11,8
	5000	2510	96,72	13,1	11,0
750	1250	640	93,86	7,2	6,48
	1600	815	94,58	8,3	8,12
	2000	1020	95,04	9,48	9,83
	2500	1265	95,80	8,81	8,23
	3200	1615	95,62	12,2	12,3
	4000	2010	96,04	14,2	13,0

Продолжение табл. П-3

Частота вращения, об/мин	Номинальная мощность		К. п. д., %	Величины, кВт	
	активная, кВт	реактивная, квар		D_1	D_2
	5000	2510	96,42	15,0	12,8
	6300	3160	96,75	16,5	15,3
600	1250	637	94,01	8,6	6,05
	1600	820	94,65	9,43	8,24
	2000	1015	95,38	9,64	7,5
	2500	1265	95,6	10,1	10,2
	3200	1620	95,91	10,3	13,6
	4000	2010	96,45	11,3	13,6
	5000	2510	96,65	14,1	13,7
	6300	3170	96,4	17,6	18,7
500	1250	642	92,86	9,08	8,53
	1600	820	93,76	9,51	11,0
	2000	1020	94,76	10,0	9,36
	2500	1275	95,57	8,49	10,2
	3200	1620	96,04	9,72	11,2
	4000	2039	95,67	16,4	15,4
	5000	2520	96,28	16,5	16,4
	6300	3160	96,62	14,2	19,4
	8000	4000	97,00	16,9	22,1
375	1250	642	93,76	10,0	7,79
	1600	825	94,25	10,3	10,4
	2000	1020	94,95	10,4	12,0
	2500	1280	94,88	13,2	13,1
	3200	1625	95,15	14,7	14,7
	4000	2020	95,53	18,5	13,8
300	1250	645	93,45	9,71	8,07
	1600	826	93,86	10,5	11,9
	2000	1025	94,6	13,0	12,3
	2500	1275	95,34	12,3	13,2
	3200	1620	95,54	14,0	15,1
250	1250	650	93,46	9,96	8,83
	1600	825	94,21	11,1	9,51
	2000	1025	94,83	12,5	8,53
	2500	1280	94,68	13,7	13,3
	3200	1635	95,02	18,2	14,4

Таблица П-4

Основные технические данные синхронных двигателей СТД, $\cos\varphi=0,9$

Номинальное напряжение кВ	Частота вращения, об/мин	Номинальная мощность		К. п. д., %	Величины, кВт	
		активная, кВт	реактивная, квар		D_1	D_2
6	3000	630	320	96,17	2,02	3,25
		800	408	96,33	2,59	3,95
		1 000	505	96,52	3,0	4,49
		1 250	630	96,85	3,67	4,07
		1 600	705	96,99	4,56	4,85
		2 000	1000	96,96	4,89	6,72
		2 500	1250	97,43	6,49	6,39
		3 200	1600	97,61	7,23	8,12
		4 000	2000	97,57	7,9	11,4
		5 000	2500	97,63	9,07	13,6
		6 300	3150	97,83	9,04	13,0
		8 000	4000	97,93	10,4	17,0
		10 000	5000	97,95	14,2	19,5
		12 500	6200	97,945	17,0	24,4
10	3000	630	320	95,53	2,07	3,44
		800	408	95,58	2,47	4,46
		1 000	505	95,79	3,21	3,03
		1 250	630	96,15	3,6	4,92
		1 600	705	96,31	4,25	6,24
		2 000	1000	96,48	4,8	7,56
		2 500	1250	97,00	5,8	7,96
		3 200	1600	97,08	7,16	10,1
		4 000	2000	97,19	8,34	12,6
		5 000	2500	97,84	8,95	15,0
		6 300	3150	97,49	8,98	16,3
		8 000	4000	97,64	10,4	19,4
		10 000	5000	97,8	11,9	21,4
		12 500	6200	97,79	16,7	27,4

Таблица П-5

Основные технические данные синхронных двигателей СД и СДЗ напряжением 380 В, $\cos\varphi=0,9$

Частота вращения, об/мин	Номинальная мощность		К п. д. %	Величины, кВт	
	активная кВт	реактивная квар		D_1	D_2
1000	250	130	93	1,74	2,18
	320	166	93,5	2,04	2,54
	400	206	94	2,2	2,88
	500	256	94,5	2,45	3,21

Продолжение табл. П-5

Частота вращения, об/мин	Номинальная мощность		К. п. д. %	Величины, кВт	
	активная, кВт	реактивная квар		D_1	D_2
750	200	105	92,5	0,98	1,95
	250	131	93,2	1,55	2,28
	320	166	93,7	1,88	2,51
	400	206	94,2	2,1	2,72
600	160	84	92,2	1,33	1,53
	200	105	92,3	1,47	2,0
	250	130	93,0	1,72	2,18
	320	166	93,6	2,08	2,42
500	125	67	90,2	1,23	1,88
	160	85	91,0	1,46	2,25
	200	105	92,0	2,35	2,39
	250	131	92,5	2,01	2,67
375	125	68	88,5	1,63	2,33
	160	87	89,5	1,88	2,57
	200	107	90,5	1,98	2,93

Таблица П-6

Значения величин D_1, D_2 для турбогенераторов

Тип турбогенератора	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность		Номинальный коэффициент мощности	Величина D_1, кВт	Величина D_2, кВт
		активная, МВт	реактивная, Мвар			
Турбогенераторы с воздушным охлаждением						
Т-2-6-2	6,3—10,5	6	4,5	0,8	9,5	11,9
Т-2-12-2	6,3—10,5	12	9,0	0,8	18,5	30,6
Т-2-25-2	6,3—10,5	25	18,0	0,8	38,7	57,2
Т-2-50-2	6,3—10,5	50	31,0	0,85	36,7	62,1
Турбогенераторы с водородным охлаждением						
ТВ-2-30-2	6,3—10,5	30	22,5	0,8	41	63,4
ТВ-50-2	6,3—10,5	50	37,5	0,8	51	75,1
ТВ-60-2	6,3—10,5	60	45,0	0,8	64	107
ТВ-2-100-2	6,3—10,5	100	62,0	0,85	76	116
ТВ-2-150-2	6,3—10,5	150	72,5	0,9	98	86,5

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. М., «Экономика», 1969. 16 с.

2. Рокотян С. С., Шапиро И. М. Справочник по проектированию электрических систем. М., «Энергия», 1971. 248 с.

3. Зельцбург Л. М. Экономика электроснабжения промышленных предприятий Горький, Волго-Вятское книжное издательство, 1966. 168 с.

4 Сыромятников И. А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей. М., Госэнергоиздат, 1963. 527 с.

5. Карпов Ф. Ф., Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в электросетях промышленных предприятий. М., «Энергия», 1970. 224 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие 3
I. Директивная часть 5
А. Основные положения 5
Б. Проектирование 6
В. Эксплуатация 8
Г. Контроль 9
II. Методическая часть 10

Раздел 1

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МЕТОДИКИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ [А-6, А-7] 10

Раздел 2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТОИМОСТИ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ [А-7, в, г, Б-5] 11

Раздел 3

РАСЧЕТНЫЕ ЗАТРАТЫ НА ГЕНЕРАЦИЮ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ [А-7, а] 15
А. Основные положения [А-8] 15
Б. Воздушные и кабельные линии [А-8, а, Б-4, а] 16
В. Синхронные двигатели и генераторы электростанций [А-7, а, А-8, б, Б-4, б] 16
Г. Конденсаторы поперечного включения (БК) [А-7, а, А-8, в] 19
Д. Синхронный компенсатор [А-7, а, А-8, в] 20

Раздел 4

ЗАТРАТЫ НА ПЕРЕДАЧУ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПО СЕТИ [А-7, в] 21

Раздел 5

МЕТОДИКА ВЫБОРА СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ ПРИ ПЕРЕДАЧЕ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ОТ НЕСКОЛЬКИХ ИСТОЧНИКОВ В ОДИН УЗЕЛ СЕТИ [А-3 — А-6, А-10, Б-1, б, В-4, б] . . 25

Раздел 6

ВЫБОР СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ В СЕТЯХ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В и 6—10 кВ [А-7, Б-1, б, Б-4, В-7] 30
А. Общие положения 30
Б. Крупное промышленное предприятие, к сети 6—10 кВ которого присоединяется большая группа цеховых трансформаторов [А-7, б, Б-4, б, В-4, в, Б-6] 30
В. Предприятие с небольшим числом устанавливаемых трансформаторов [А-7, б, Б-4, б] 35
Г. Электроустановки малой мощности, присоединяемые к общей городской или сельской сети [А-7, в, Б-6] 37
Д. Выбор средств компенсации при питании промышленного предприятия от местной электростанции [Б-4, б] . . . 37
Е. Общий случай решения задачи выбора средств компенсации в узлах сети 6—10 кВ промышленного предприятия [А-5—А-7, Б-4, В-6] 38

Раздел 7

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СУММАРНОЙ МОЩНОСТИ СРЕДСТВ КОМПЕНСАЦИИ В ГОРОДСКИХ И СЕЛЬСКИХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ [Б-3, а] 44

Раздел 8

РАЗМЕЩЕНИЕ КОНДЕНСАТОРНЫХ БАТАРЕЙ В СЕТЯХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В [Б-7] 49
А. Общие положения 49
Б Электроснабжение радиальными линиями [Б-7] 50
В. Электроснабжение токопроводом с ответвлениями [Б-7] 53
Г. Выбор точки присоединения одной БК к токопроводу в сети до 1000 В [Б-7] 55

Раздел 9

РАЗЛИЧНЫЕ ЗАДАЧИ 58
А. Выбор мощности БК при поэтапном развитии предприятия [Б-2] 58
Б. Выбор средств компенсации реактивной мощности с учетом влияния напряжения сети [Б-8] 59
В. Выбор режима работы источников реактивной мощности [А-10, Б-3, б, Б-4, г] 60
Приложение 63
Список литературы 71

gost.e-ecolog.ru