

## **Оптимизация режимов напряжения распределительной сети.**

*М. В. Елисеев,  
руководитель Органа по сертификации ЭЭ и ЭЗ,  
начальник отдела энергоаудита*

### **Содержание**

<b>1. ЧТО ТАКОЕ ОПТИМИЗАЦИЯ</b> .....	2
1.1. Понятие оптимизации. ....	2
1.2. Задачи и критерии оптимизации режимов.....	2
<b>2. ЗАЧЕМ И КАКИМИ СРЕДСТВАМИ РЕГУЛИРОВАТЬ НАПРЯЖЕНИЕ.</b> .....	3
2.1. Как напряжение влияет на работу электрической сети и надежность электрообеспечения потребителя. ....	3
2.2. Принципы и средства регулирования напряжения.....	5
2.3. Закон встречного регулирования напряжения. ....	6
2.4. Определение требуемых законов регулирования напряжения в распределительных сетях среднего и низкого напряжения .....	8
2.5. Регулирование напряжения с помощью трансформаторов.....	10
2.6. Регулирование напряжения с помощью конденсаторной батареи. ....	13
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	19

## **1. ЧТО ТАКОЕ ОПТИМИЗАЦИЯ**

Управление режимами работы электростанций и сетей должно осуществляться на основе расчетов и данных долгосрочного и краткосрочного планирования. [2(п.6.2.1)]

### **1.1. Понятие оптимизации.**

Оптимизация режимов работы электроэнергетической системы (ЭЭС) сложная многоуровневая задача. К ее решению необходимо подходить комплексно на всех иерархических уровнях ЭЭС.

**Оптимальный режим энергосистемы** – это такой режим из допустимых, т.е. удовлетворяющих условиям надежности и качества электроэнергии, при котором обеспечивается минимум затрат при заданной в каждый момент времени нагрузке потребителей.

Оптимальное управление режимами достигается различными способами:

- путем выбора конфигурации электрических сетей;
- выбором состава включенного в работу оборудования;
- управлением параметрами режима энергосистемы.

### **1.2. Задачи и критерии оптимизации режимов.**

Исключительная сложность оптимального управления режимами определяется не только большим количеством управляемых элементов, но и тем, что разные регулируемые и настраиваемые параметры требуется поддерживать оптимальными на большой территории.

Оптимизацией режима электроэнергетической системы занимаются на разных уровнях:

- проектировщики, которые рассматривают режимы на длительный период (на перспективу) – 1-5, 5-10, 10-20 лет;
- персонал службы режимов рассматривает перспективные режимы на сутки, месяц, сезон;

- оперативный персонал станций, электрических сетей, энергосистемы, который рассматривает текущий режим.

Основные задачи, решаемые при оптимизации режима:

1. распределение активных мощностей между генераторами электрических станций и между электрическими станциями энергосистемы, соответствующее минимуму суммарного расхода условного топлива, с учетом потерь активной мощности в сетях. Эта задача решается методом относительных приростов;

2. оптимизация режима электрической сети, приводящая к уменьшению суммарных потерь активной мощности в сетях, в результате оптимального выбора мощности и места размещения компенсирующих устройств, выбора коэффициентов трансформации трансформаторов связи при учете технических ограничений. Эта и следующая задача решаются путем решения уравнений установившегося режима с использованием градиентного метода;

3. комплексная оптимизация, т.е. нахождение мощностей станций, мощностей и мест размещения компенсирующих устройств; модулей и фаз напряжения во всех узлах при учете технических ограничений на параметры режима;

4. выбор оптимального состава работающего оборудования.

## **2. ЗАЧЕМ И КАКИМИ СРЕДСТВАМИ РЕГУЛИРОВАТЬ НАПРЯЖЕНИЕ.**

п.1.2.22. Для электрических сетей следует предусматривать технические мероприятия по обеспечению качества электрической энергии в соответствии с ГОСТ 13109-97 [1].

п.1.2.23. Устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах 3-20 кВ электростанций и подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже 105% номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального

в период наименьших нагрузок этих сетей. Отклонения от указанных уровней напряжения должны быть обоснованы [1].

При регулировании напряжения в электрических сетях должны быть обеспечены:

- Соответствие показателей напряжения требованиям государственного стандарта;
- Соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей с учетом допустимых эксплуатационных повышений напряжения промышленной частоты на электрооборудовании (в соответствии с данными заводов-изготовителей и циркуляров);
- Необходимый запас устойчивости энергосистем;
- Минимум потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем. [2(п.6.3.12.)]

## **2.1. Как напряжение влияет на работу электрической сети и надежность электроснабжения потребителя.**

Напряжение — важнейший показатель режима электроэнергетической системы (ЭЭС), непосредственно влияющий на качество электрической энергии, надежность электроснабжения потребителей и экономичность работы ЭЭС.

Требования к качеству электрической энергии состоят в том, что нормируется ряд показателей режима напряжений, характеризующих его изменения при работе ЭЭС. С этими показателями можно подробно ознакомиться в ГОСТ 13109—97. Требования к качеству напряжения устанавливаются для точек сети, к которым присоединяются потребители электрической энергии. Нормы на показатели качества режима напряжений достаточно жесткие. Так, важным показателем является отклонение напряжения, определяемое (%) как разность между фактическим и номинальным напряжением, отнесенная к последнему. Учет надежности при

рассмотрении режима напряжений состоит в том, что как в нормальных, так и в особенности в аварийных и послеаварийных режимах напряжения в любых точках сети ЭЭС не должны превышать или быть ниже определенных допустимых значений [5].

Нагрузка большинства потребителей непрерывно изменяется в течение суток и года. Изменение нагрузки приводит к изменению потерь напряжения в сетях и отклонению напряжения у приемников электрической энергии.

Изменение напряжения относительно номинального значения  $U_{\text{ном}}$  оказывает неблагоприятное влияние на режимы работы, производительность и технико-экономические показатели всех элементов электрической системы.

## 2.2. Принципы и средства регулирования напряжения.

Режимы напряжения выбирают в зависимости от характера подключенных к сети потребителей и их удаленности от центра питания.

Принципиально возможны два режима: а) стабилизация (рисунок 2.5 а);

б) встречное регулирование (рисунок 2.5 б);

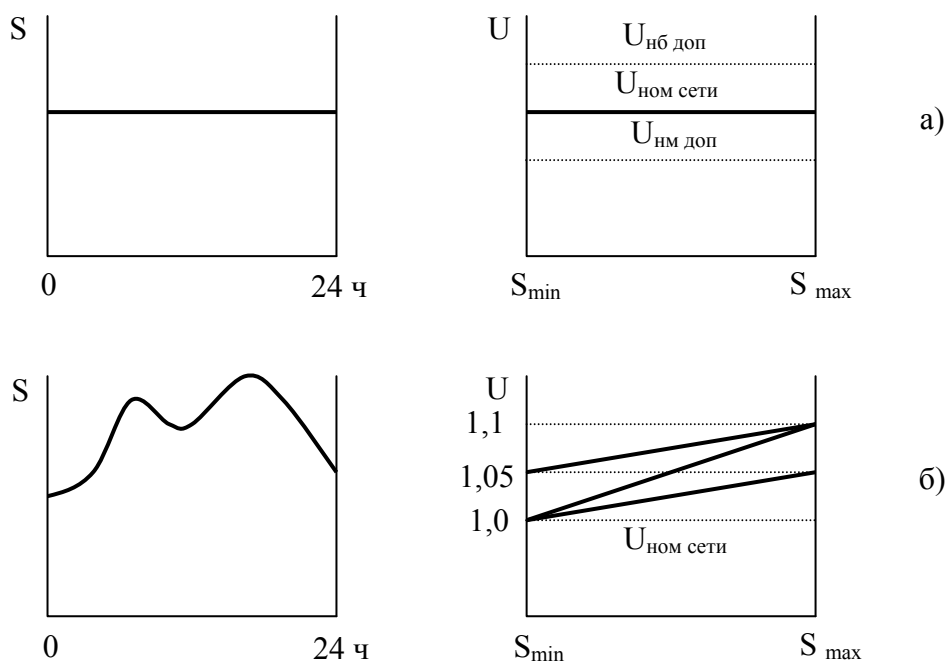


Рис. 2.5. Режимы (законы) регулирования напряжения:

а – стабилизация; б – встречное регулирование

Стабилизацию напряжения применяют, когда к центру питания подключены промышленные предприятия с 3-х сменным характером работы, имеющие ровный график нагрузки,  $T_m \geq 5500-6000$ ч.

Закон встречного регулирования применяют для смешанной нагрузки, коммунально-бытовой и 1-2-х сменных предприятий,  $T_m < 5500$ ч, причем, чем меньше  $T_m$ , тем более глубокое требуется регулирование.

Для поддержания необходимого режима напряжения в электрических системах используются следующие принципы регулирования напряжения:

- централизованное регулирование, когда воздействие оказывается на большое количество узлов сети. Такое регулирование осуществляется генераторами и трансформаторами электростанций, трансформаторами крупных системных и районных подстанций, синхронными компенсаторами;
- местное регулирование используется в связи с тем, что централизованного регулирования оказывается недостаточно для поддержания напряжения в требуемом диапазоне во всех узлах. Такое регулирование осуществляется трансформаторами понижающих подстанций и батареями статических конденсаторов;
- смешанное регулирование, использующее оба принципа.

### **2.3. Закон встречного регулирования напряжения.**

В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» энергоснабжающая организация должна поддерживать напряжение в центре питания в режиме наибольшей нагрузки не ниже  $1,05U_{ном}$ , а в режиме наименьшей нагрузки не выше  $1,0U_{ном}$  (п.1.2.23). В этом требовании заключается принцип встречного регулирования напряжения.

Рассмотрим подробнее встречное регулирование на примере схемы на рис. 2.6 Пусть точка 1 соответствует шинам питающей подстанции высокого напряжения  $A$ , например 110 кВ. Районная подстанция  $B$  оснащена трансформатором с РПН 110/10 кВ, который на рисунке представлен

сопротивлением  $Z_{тр}$  и имеет идеальный коэффициент трансформации. На рисунке приняты следующие обозначения:  $U_1$  — напряжение на шинах питающей подстанции  $A$ ;  $U_2$  — напряжение на шинах первичного напряжения районной подстанции  $B$ ;  $U'_2$  — приведенное напряжение на шинах районной подстанции  $B$  с учетом потерь напряжения в трансформаторе;  $U_3$  — напряжение на шинах вторичного напряжения районной подстанции  $B$ ;  $U_4$  — напряжение на шинах узла нагрузки, ближайшего к подстанции  $B$ ;  $U_5$  — напряжение на шинах узла нагрузки, наиболее удаленного от подстанции  $B$ . Все напряжения приведены в относительных единицах.

На рис. 2.6 представлены графики изменения напряжения для режимов наибольших «нб» и наименьших «нм» нагрузок.

Напряжение на шинах первичного напряжения районной подстанции  $B$  равно  $U_2 = U_1 - \Delta U_{12}$ , где  $\Delta U_{12}$  — потери на участке сети от подстанции  $A$  до подстанции  $B$ .

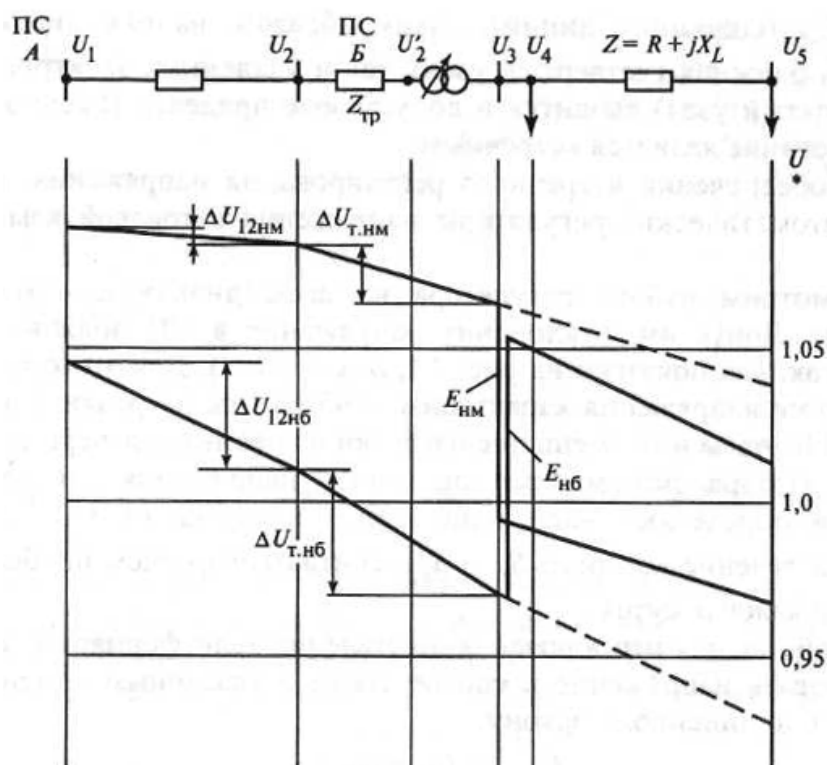


Рис. 2.6 Эпюры напряжения при встречном регулировании напряжения

Разница между напряжениями на шинах первичного (второй узел) и вторичного (третий узел) напряжений будет зависеть от потерь напряжения в трансформаторе  $\Delta U_T = \Delta U_{23}$  и добавки  $E$ , определяемой коэффициентом трансформации. Вторичное напряжение равно:  $U_3 = U_2 - \Delta U_{23} + E$ .

На рисунке показаны два варианта изменения напряжения в сети между третьим и пятым узлами. В первом случае напряжение с помощью трансформатора подстанции  $B$  не регулируется (штриховые линии). Пусть допустимые диапазоны изменений напряжения на зажимах потребителей составляют от  $0,95$  до  $1,05U_{ном}$ . При отсутствии регулирования напряжение  $U_4$  и  $U_5$  у потребителей в режиме наименьших и наибольших нагрузок не вписывается в заданный диапазон. Подобный характер изменения напряжения не соответствует закону встречного регулирования напряжения и наблюдается во многих распределительных сетях России.

Во втором варианте, при регулировании напряжения, в режиме наименьших нагрузок напряжение  $U_3$  на шинах подстанции  $B$  понижается на  $\Delta U = E_{нм}$ , а в режиме наибольших нагрузок повышается на  $U = E_{нб}$  (сплошные линии). Таким образом, напряжение как на зажимах ближних (четвертый узел), так и удаленных электроприемников (пятый узел) вводится в допустимые пределы. Именно такое регулирование является встречным.

Для выбора режима регулирования напряжения по графику нагрузки определяют часы наибольшей нагрузки от  $t_{1нб}$  до  $t_{2нб}$ . Время, в течение которого  $S_H > S_{ср}$ , считают временем наибольшей нагрузки каждого суток [3].

#### **2.4. Определение требуемых законов регулирования напряжения в распределительных сетях среднего и низкого напряжения**

Регулирование напряжения в электрических сетях среднего и низкого напряжения в целях обеспечения требуемых отклонений напряжения на зажимах электроприемников включает в себя решение следующих задач:

- оценку потерь напряжения в сетях среднего и низкого напряжения;
- расчет допустимых диапазонов изменения отклонений напряжения в различных узлах сети;



- определение и реализацию требуемых законов регулирования управляемых компенсирующих и регулирующих устройств;
- выбор регулировочных отпаек трансформаторов с ПБВ;
- оценку соответствия диапазонов изменения отклонений напряжения требуемым;
- коррекцию законов и разработку дополнительных мероприятий по регулированию напряжения (при необходимости).

При этом следует учитывать большое количество влияющих факторов. К их числу относятся: режимы напряжения в центре питания; схема электрической сети и ее параметры; расположение регулирующих трансформаторов в сети и установленные на них коэффициенты трансформации; графики изменения мощности электроприемников и места их присоединения к сети и т.п. В связи с этим необходимо проводить совместный анализ режимов напряжения на шинах центра питания и в распределительных сетях среднего и низкого напряжения.

В настоящее время в отечественных энергосистемах и предприятиях электрических сетей используются расчетные методы анализа режимов напряжения. Эти методы позволяют при наличии специализированных программ для расчета режимов оперативно оценивать потери напряжения, рассчитывать допустимые диапазоны отклонений в узлах и производить настройку регулирующих устройств. Недостатком расчетных методов является невысокая достоверность исходной информации, используемой в расчетах (параметры элементов сети, мощности нагрузки). Кроме того, эти методы не позволяют достоверно оценить соответствие реальных диапазонов отклонения напряжений требуемым.

Наряду с этим быстрое развитие измерительной базы и, в первую очередь, современных средств контроля ПКЭ позволяет перейти к решению рассматриваемых задач на основе инструментального подхода. При этом потери и отклонения напряжения в сетях могут быть измерены, что позволяет адекватно разрабатывать и осуществлять регулирующие мероприятия с учетом

реальных закономерностей изменения напряжений в различных узлах сетей [3].

## 2.5. Регулирование напряжения с помощью трансформаторов.

Трансформаторы, применяемые в энергосистемах, можно условно разделить на четыре группы.

1. Трансформаторы без регулирования под нагрузкой (переключаемые без возбуждения — ПБВ) в настоящее время изготавливают с основным и четырьмя дополнительными ответвлениями. Основное ответвление имеет напряжение, равное номинальному напряжению сети, к которой присоединяется трансформатор. *Коэффициент трансформации трансформатора* на основном ответвлении называется *номинальным*. При использовании четырех дополнительных ответвлений коэффициент трансформации соответственно отличается от номинального на +5, +2,5, -2,5 и -5 %. Кроме этого существуют трансформаторы с переключающим устройством барабанного типа с шестью ответвлениями в середине обмотки, также позволяющие повышать или понижать напряжение на 2,5 или 5 %. Ранее изготавливались трансформаторы с ПБВ с двумя дополнительными ответвлениями  $\pm 5\%$ .

Чтобы переключить регулировочное ответвление в трансформаторе с ПБВ, требуется отключить его от сети. Такие переключения производятся редко, только при сезонном изменении нагрузки. Поэтому в режиме наибольших и наименьших нагрузок в течение суток трансформатор с ПБВ работает на одном регулировочном ответвлении. Такие трансформаторы не позволяют обеспечить требования закона встречного регулирования.

2. Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (трансформаторы с РПН) отличаются от трансформаторов с ПБВ наличием специального переключающего устройства, а также увеличенным числом ступеней регулировочных ответвлений и диапазоном регулирования. Например, для трансформаторов с номинальным напряжением основного

ответвления высокого напряжения на 115 кВ предусматриваются диапазоны регулирования  $\pm 16\%$  при 18 ступенях регулирования по 1,78 % каждая. С помощью РПН можно переключать ответвления и коэффициент трансформации под нагрузкой, а значит, обеспечить встречное регулирование в течение суток.

3. Линейные регуляторы, или последовательные трансформаторы, применяются для регулирования напряжения в отдельных линиях и в обмотке низкого напряжения автотрансформаторов. Они устанавливаются в уже существующих сетях, где расположены трансформаторы без регулирования под нагрузкой.

Линейные регуляторы обычно изготавливаются следующих серий: трехфазные мощностью 400—630 кВ • А с РПН  $\pm 10\%$ , числом ступеней  $\pm 6$  на напряжение 6—35 кВ; трехфазные мощностью 1600—6300 кВ • А с РПН  $\pm 10\%$ , числом ступеней  $\pm 8$  на 6—10 кВ; трехфазные мощностью 16—100 МВ-А с РПН  $\pm 15\%$ , на 6,3—36,75 кВ; трехфазные мощностью 63 и 125 МВ • А с РПН  $\pm 15\%$ , на 110 кВ.

4. Автотрансформаторы связи сетей различных номинальных напряжений выпускаются с РПН, встроенным на линейном конце обмотки среднего напряжения. Ранее для автотрансформаторов устройство РПН выполнялось встроенным в нейтраль. При этом изменение коэффициентов трансформации между обмотками высокого и среднего напряжений и обмотками высокого и низкого напряжений нельзя было производить независимо друг от друга и нельзя было осуществлять встречное регулирование одновременно на среднем и низшем напряжениях. В настоящее время с помощью РПН, встроенного на линейном конце обмотки среднего напряжения, можно изменять под нагрузкой коэффициент трансформации только для обмоток высокого и среднего напряжений. Если требуется одновременно изменить под нагрузкой коэффициент трансформации между обмотками высокого и низкого напряжений, то необходимо установить дополнительно линейный регулятор последовательно с обмоткой низкого напряжения

автотрансформатора. Экономически такое решение оказывается более целесообразным, чем изготовление автотрансформаторов с двумя встроенными устройствами РПН.

Для обеспечения требуемого КЭ в сети устройства РПН должны переключаться автоматически. К автоматическим регуляторам напряжения АРН трансформаторов предъявляются высокие требования. Они должны работать устойчиво, быть достаточно чувствительными и в то же время не реагировать на кратковременные отклонения напряжения при коротких замыканиях, пусках мощных двигателей и т.п., обладать легко регулируемыми и стабильными температурными характеристиками и т.д. [5].

Трансформаторы и автотрансформаторы с РПН и управляющие ими регуляторы напряжения характеризуются следующими величинами; значением напряжения ступени регулирования, зоной нечувствительности, точностью регулирования и выдержкой времени.

Напряжением ступени регулирования  $U_{ст}$  называется напряжение между двумя соседними ответвлениями, оно выражается в процентах от номинального напряжения обмотки, имеющей регулировочные ответвления. Например, в силовых трансформаторах напряжением 110 кВ с РПН ступень регулирования составляет 1,78 %.

Зоной нечувствительности называют некоторый диапазон изменения напряжения сети, в котором не происходит переключения ответвлений. Ширина зоны нечувствительности определяет точность регулирования и должна быть больше ступени регулирования на 0,2— 0,5 %. В противном случае это приведет к неустойчивой работе РПН. Выдержка времени в регуляторах РПН служит для предотвращения их срабатывания при кратковременных отклонениях напряжения от заданного значения. При увеличении выдержки времени значительно уменьшается общее количество переключений, однако снижается качество регулирования. При уменьшении выдержки времени точность регулирования повышается, но при этом увеличиваются частота переключений и их общее число, что ухудшает

условия работы переключающего устройства. Опыт эксплуатации показывает, что переключающие устройства могут работать нормально в течение длительного времени, если число срабатываний не превышает 20—30 в течение суток [3].

## 2.6. Регулирование напряжения с помощью конденсаторной батареи.

Конденсаторная батарея является простым и надежным статическим устройством. Конденсаторные батареи собирают из отдельных конденсаторов различной мощности от 10 до 100 квар и напряжением от 230 В до 10,5 кВ. Конденсаторы обладают хорошей перегрузочной способностью по току (до 30 % номинального) и напряжению (до 10 % номинального). Конденсаторной батареей называют группу конденсаторов, соединенных между собой параллельно и (или) последовательно. Конденсаторная батарея, оборудованная коммутационной аппаратурой, средствами защиты и управления, образует конденсаторную установку (КУ), принципиальная схема которой показана на рис. 2.7.

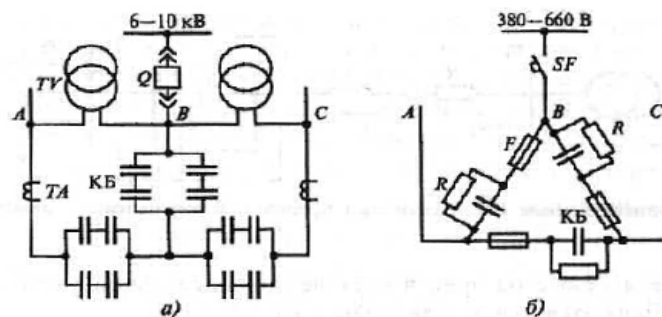


Рис. 2.7. Принципиальная схема одной трехфазной секции конденсаторной установки:

а — для сети напряжением 6—10 кВ; б — для сети напряжением 380 В

Мощность  $Q_{\text{КБ}}$ , генерируемая КБ при ее заданной емкости  $C$ , пропорциональна квадрату приложенного напряжения и его частоте  $Q_{\text{КБ}} = U^2 \omega C$ . Нерегулируемые КБ имеют отрицательный регулирующий эффект. Это значит, что мощность КБ снижается при уменьшении приложенного

напряжения. Поэтому нерегулируемая КБ не может применяться для регулирования напряжения в *схемах с поперечной компенсацией* реактивной мощности (рис. 2.8). Этот недостаток преодолевают формированием КБ из нескольких секций, каждая из которых, управляемая регулятором напряжения и (или) реактивной мощности, подключается к сети через свой выключатель, наращивая таким образом емкость батареи. Это позволяет увеличить суммарную мощность КБ при снижении напряжения и поддержать баланс реактивной мощности в узле сети, а следовательно, и напряжение.

В *схемах с продольной компенсацией* (рис. 9.6) мощность КБ изменяется пропорционально квадрату протекающего через нее тока  $Q_{КБ} = I^2 / \omega C$ . Такая КБ в устройствах продольной компенсации (УПК) включается в рассечку (последовательно) воздушной линии и увеличивает реактивную мощность при увеличении нагрузочного тока линии.

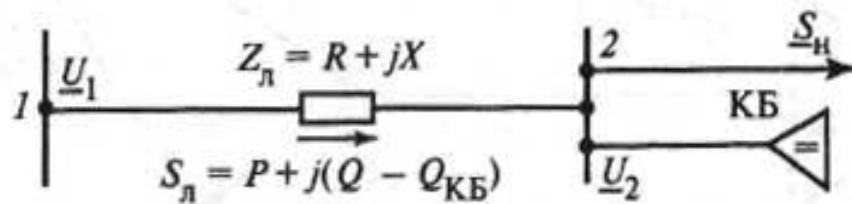


Рис. 2.8. Присоединение КБ к сети при поперечной компенсации реактивной мощности

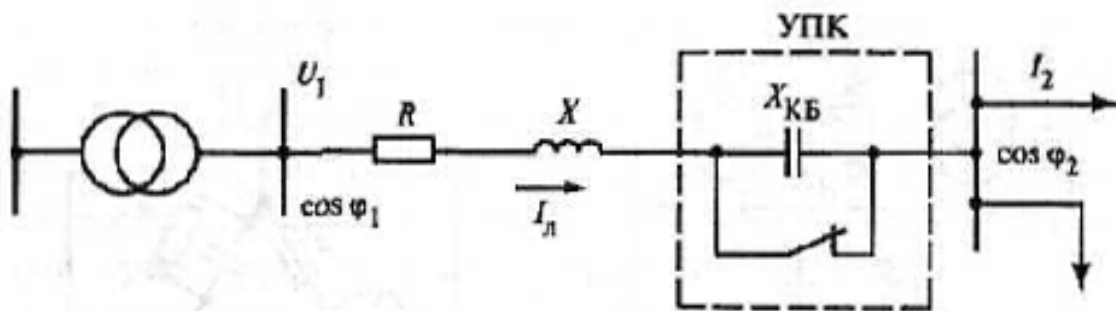


Рис. 2.9. Присоединение КБ к сети при продольной компенсации реактивной мощности

Конденсаторные батареи в составе конденсаторной установки и УПК применяются для регулирования напряжения.



Допустим, что это напряжение необходимо повысить до значения  $U_{2\text{доп}}$ , при котором оно стало бы допустимым. Этот эффект может быть достигнут снижением потери напряжения в ВЛ на  $\Delta U_{\text{доп}} = U_{2\text{доп}} - U_2$  за счет компенсации реактивной мощности, протекающей по ней при включении КУ мощностью  $Q_{\text{КБ}}$ . Эффект от включения КУ на рис. 2.8 соответствует заштрихованному треугольнику  $cde$ . Тогда с достаточной для практических расчетов точностью можно записать:  $U_{2\text{доп}} - U_2 = Q_{\text{КБ}}X/U_{2\text{доп}}$ . Отсюда подключаемая мощность КУ:

$$Q_{\text{КБ}} = \frac{U_{2\text{доп}} - U_2}{X} U_{2\text{доп}}$$

Мощность конденсаторных установок, которые должны быть установлены в сетях, и место их установки определяются специальными технико-экономическими расчетами с учетом баланса реактивной мощности в соответствующем узле электрической системы, потерь напряжения и активной мощности в распределительных сетях. Поскольку конденсаторные установки оказывают влияние на режим напряжения сети, необходимо также использовать их для регулирования напряжения потребителя. При этом следует иметь в виду, что конденсаторные установки, устанавливаемые у потребителя в сетях напряжением 0,4 и 6—10 кВ, предназначены главным образом для снижения потерь активной мощности [3].

**Регулирование напряжения с помощью УПК** достигается путем изменения сопротивления воздушной линии. В электрических системах УПК устанавливаются в питающих сетях напряжением 220 кВ и выше, индуктивное сопротивление которых значительно превышает активное (см. рис. 2.9). Устройства продольной компенсации применяются в системах электроснабжения промышленных предприятий, где они устанавливаются, например, в коротких сетях мощных электротермических установок [3].

В любом случае эффект регулирования напряжения достигается за счет параметрического снижения потребляемой реактивной мощности на величину  $Q_{\text{КБ}} = I^2 \cdot X_{\text{КБ}}$ . При этом увеличение протекающего по КБ тока приводит и к



увеличению генерируемой мощности КБ и снижению потери напряжения в питающей линии, так как

$$U_2 = U_1 - \frac{PR + Q(X - X_{КБ})}{U_2}.$$

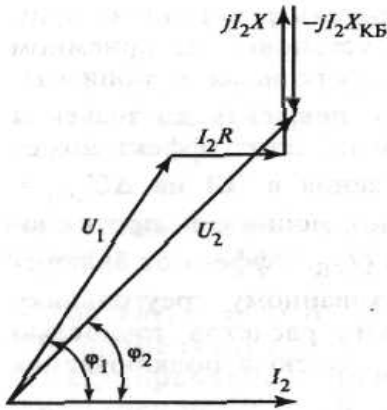


Рис. 2.11. Векторная диаграмма напряжений для схемы на рис. 2.9

Векторная диаграмма, отвечающая этому уравнению приведена на рис. 2.11.

Ток в линии с УПК определяется нагрузкой на ее приемном конце и равен

$$I_l = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_{ном}}.$$

Тогда напряжение на УПК составляет  $U_{УПК} = I_{лин} X_{КБ}$  и зависит только от тока нагрузки. Конденсаторную батарею собирают из нескольких последовательно включенных конденсаторов, выбирая их количество  $n$  в зависимости от номинального напряжения одной конденсаторной банки  $U_{КБном}$  так, что  $n = U_{УПК} / U_{КБном}$  - при заданном токе нагрузки число параллельных цепочек из последовательно соединенных конденсаторов выбирают по выражению  $m = I_n / I_{КБном}$ .

Для УПК отношение сопротивления конденсаторов  $X_{КБ}$  к индуктивному сопротивлению линии  $X$ , выраженное в процентах, называют *степенью компенсации*  $c = (X_{КБ} / X) 100$ . Полная или избыточная, более 100 %, компенсация в сетях, питающих непосредственно нагрузку, обычно не применяется, так как это связано с возможностью перенапряжений на УПК, особенно при резком увеличении тока, например при бросках тока в

электротермических установках, пусках двигателей большой мощности и коротких замыканиях на линии [3].

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2004.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Министерство энергетики РФ. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2003.
3. Управление качеством электроэнергии / И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов и др.; под ред. Ю.В. Шарова. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006.
4. Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах. М.: Энергоатомиздат, 1985.
5. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов/ В.А.Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.: Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева.- 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1998.
6. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем/ В.И. Идельчик . – М.: Энергоатомиздат, 1988.
7. Электротехнический справочник: В т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии/ Под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд., стер. – М.: Издательство МЭИ, 2004.